

ПРАВИЛА ДЛЯ АВТОРОВ  
ЖУРНАЛА «ИЗВЕСТИЯ» СЕРИЯ НАУК О ЗЕМЛЕ

Представляемые в редакцию материалы должны удовлетворять следующим требованиям:

1. Объем статьи не должен превышать 10 стр., включая таблицы, библиографию (не более 20 источников) и рисунки (не более 4 шт.), резюме на английском и азербайджанском языках.

Текст статьи следует печатать на белой бумаге через два интервала, на одной стороне листа стандартного размера, с полями с левой стороны шириной 3—4 см (не более 28 строк на странице, по 58—60 знаков в строке).

Статьи, напечатанные на портативной машинке, не принимаются.

2. Тщательно должна быть проверена правильность написания географических и геологических названий и терминов.

3. Графические рисунки должны быть выполнены тушью на кальке, фотографии — на глянцевой бумаге. Все обозначения на рисунках должны быть написаны четко, аккуратно. На обороте рисунка карандашом указываются фамилия автора, название статьи и номер рисунка.

4. Подписи к рисункам следует представить в двух экземплярах, напечатанные через два интервала.

5. Математические и химические формулы должны быть написаны четко. При этом следует избегать громоздких обозначений. Индексы и степени необходимо отмечать карандашом дугами снизу или сверху, соответственно:  $A_1$ ,  $B_2$  и т. д.

Греческие буквы надо обводить красным карандашом (в кружок). Буквы готического шрифта и рукописные использовать не рекомендуется. Необходимо четко обозначать прописные (заглавные) и строчные буквы латинского алфавита, имеющие сходное начертание (Сс; Кк; Рр и т. д.), букву I и римскую единицу.

Прописные буквы карандашом подчеркиваются двумя черточками снизу, а строчные — сверху. Не следует употреблять знаки  $\odot$ ,  $\otimes$ ,  $\oplus$ ,  $\square$ ,  $\square$ ,  $\diamond$ ,  $\pi$ ,  $\times$ ,  $\text{f}$ ,  $\text{d}$ , ввиду отсутствия их в местных типографиях.

В обозначениях единиц необходимо придерживаться международной системы единиц СИ.

6. Статьи на русском и азербайджанском языках должны иметь резюме соответственно на азербайджанском и русском языках, а также на английском.

7. В конце рукописи обязательно следует указать адрес и номер телефона автора

АЗƏРБАЙҘАН ССР ЕЛМЛƏР АКАДЕМИЈАСЫНЫН

Х Ə Б Ə Р Л Ə Р И

И З В Е С Т И Я

АКАДЕМИИ НАУК АЗЕРБАЙДЖАНСКОЙ ССР

ЈЕР ЕЛМЛƏРИ СЕРИЈАСЫ

Нефт

\*

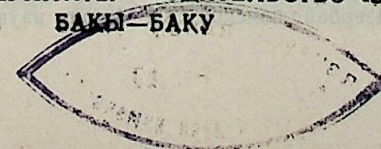
СЕРИЯ НАУК О ЗЕМЛЕ

Нефть

6

1987

«ЕЛМ» НƏШРИЈАТЫ — ИЗДАТЕЛЬСТВО «ЕЛМ»  
БАКЫ — БАКУ



РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ: Ак. А. Али-Заде (главный редактор), Р. А. Абдуллаев, Ф. М. Багирзаде, Б. А. Багиров, И. С. Джафаров, Т. А. Исмаилзаде, И. Г. Керимов, А. М. Кулиев, Х. С. Мамедов, М. А. Мусеибов, Ф. Г. Оруджалиев, А. М. Панахов (ответственный секретарь), С. Г. Салаев (зам. главного редактора), М. К. Сеид-Рза, Н. Д. Таиров (зам. главного редактора), Н. Ш. Ширинов (зам. главного редактора).

© Издательство «Элм», 1987 г.

Сдано в набор 15. 01. 88. Подписано к печати 27. 05. 88.

ФГ 00601. Формат бумаги 70×100<sup>1</sup>/<sub>16</sub>. Бумага типографская № 1.

Гарнитура шрифта литературная. Печать высокая. Усл. печ. лист 11,37.

Усл. кр.-отт. 11,37. Уч.-изд. лист 11,2. Тираж 550. Заказ 38. Цена 1 руб. 20 коп.

Издательство «Элм».

370143 Баку-143, проспект Нариманова, 31, Академгородок,

Главное здание.

Типография АН Азербайджанской ССР.

Баку, проспект Нариманова, 31.

АЗЕРБАЙДЖАН ССР ЕЛМЛЭР АКАДЕМИДАСЫНЫН ХЭБЭРЛЭРИ

Жер елмлэри серијасы, 1987, № 6

ИЗВЕСТИЯ АКАДЕМИИ НАУК АЗЕРБАЙДЖАНСКОЙ ССР

Серия наук о Земле. 1987, № 6

УДК 622.276.7:622.245.43

Н. Д. ТАИРОВ, Р. А. МУСАЕВ, Э. Г. ХАЛИЛОВ, Т. К. ДЖАБРАИЛОВА,  
М. И. АБДУЛЛАЕВ

## О ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ЩЕЛОЧНО-СИЛИКАТНЫХ РАСТВОРОВ ДЛЯ СНИЖЕНИЯ ПРИТОКА ВОД В ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ СКВАЖИНЫ

Одним из методов регулирования процесса эксплуатации, повышающих эффективность разработки нефтяных месторождений, является изоляция или ограничение притока попутной воды в скважинах [1].

В этом случае лучше перераспределяются фильтрационные потоки воды и нефти по мощности пласта. Снижение доли воды в продукции скважины при сохранении отбора приводит к снижению забойного давления, а следовательно, и к увеличению скорости притока нефти [2].

Учитывая изложенное, нами исследовалась возможность применения щелочно-силикатных растворов для ограничения притока воды к забою скважин.

В качестве реагентов были использованы едкий натр (NaOH), силикат ( $\text{Na}_2\text{O} \cdot n \cdot \text{SiO}_2$  — жидкое стекло) и их композиции.

В качестве модели воды были взяты пресная, пластовая щелочная и жесткая с поверхностными натяжениями на границе с очищенным керосином, равными 45,4; 30,7, 42,5 мН/м, соответственно.

Из этих вод относительно активной является щелочная вода. В данном случае величина поверхностного натяжения на границе с неполярным керосином снижается на 16,0 мН/м.

Эксперименты проводились в лабораторных условиях путем определения растворимости, величины образовавшихся твердых кристаллических осадков и изменения водонефтепроницаемости моделей, созданных из кварцевого песка после воздействия на них предложенными составами.

Известно, что щелочь и силикат вступают во взаимодействие с солями пластовой воды и образует осадки, которые в процессе осаждения закупоривают поры и уменьшают тем самым проницаемость пористой среды.

Поэтому определенный интерес представляет изучение кинетики осадкообразования и влияние на него различных факторов. Величина осадка определялась весовым методом. Результаты проведенных исследований влияния состава воды и концентрации реагентов на величину осадка представлены на рис. 1—3. С увеличением концентрации реагентов в различных водах увеличивается величина осадка. Особенно интенсивное осадкообразование происходит в пределах концентраций от 2,0 до 3,0%.

Подтверждено, что минерализация воды оказывает заметное влияние на величину осадкообразования. Как и следовало ожидать, в случае жесткой пластовой воды наблюдается наибольшее осадко-

Адрес: г. Баку, Коммунистическая, 10. Редакция «Известий Академии наук Азербайджанской ССР (серия наук о Земле)».

образование (рис. 3). Минимальное осадкообразование наблюдается при наличии пресной воды (рис. 1).

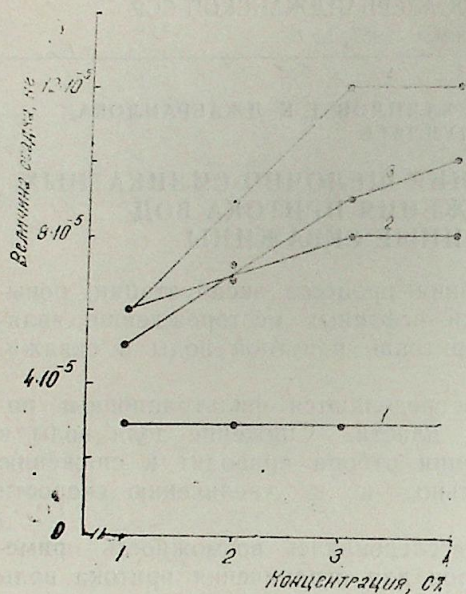
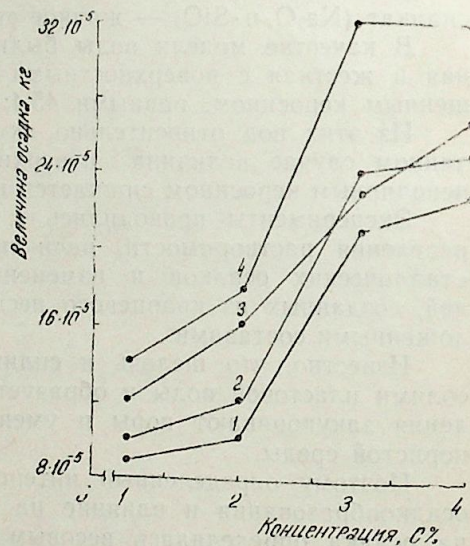


Рис. 1. Зависимость величины осадка от концентрации компонентов. Куринская вода:  
1 — растворы силиката; 2 — растворы щелочи; 3 — растворы смеси щелочи и силиката; 4 — растворы смеси силиката и щелочи

Рис. 2. Зависимость величины осадка от концентрации компонентов. Вода из I гор. месторождения Кюровдаг (усл. обозначения те же, что и на рис. 1)



Из представленных кривых видно, что наименьшее осадкообразование имеет место в случае растворов силиката, а наибольшее при наличии щелочно-силикатного раствора. Следует отметить, что на величину осадкообразования смеси щелочи с силикатом существенное влияние оказывает последовательность введения компонентов. Установлено, что при введении в раствор первоначально щело-

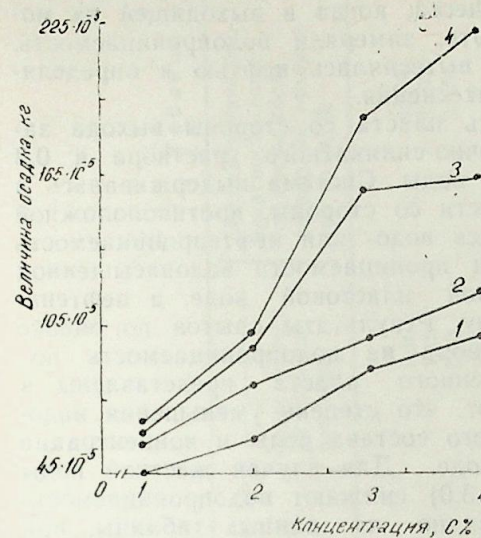


Рис. 3. Зависимость величины осадка от концентрации компонентов. Жесткая вода (скв. 3005) (усл. обозначения те же что и на рис. 1)

чи, а затем силиката получено относительно меньшее количество осадка, чем при обратной последовательности.

Для определения влияния соотношения компонентов щелочно-силикатного раствора на величину осадка составлялись композиции со следующими процентными соотношениями: 100; 20:80; 40:60; 60:40; 80:20; 100%.

Результаты опытов показали, что максимальное осадкообразование наблюдается при композиции с соотношением силиката к щелочи 60:40%. Установлено, что величина осадка возрастает во времени, через два часа достигает максимальной величины, а затем стабилизируется.

Эти опыты показали, что по сравнению с щелочью и силикатом в отдельности их смесь образует в большом количестве мелкодисперсные кристаллические осадки. В связи с вышеуказанным нами в дальнейших опытах использовались смеси силиката с щелочью в соотношении 60:40 в пресной воде с целью определения возможности применения их для ограничения притока вод. Изоляционные свойства предложенной композиции изучались на моделях, созданных из кварцевого песка. Модели имели воздухопроницаемость  $3,0 \text{ мкм}^2$ , пористость 30—31%, длину 1,2 м, диаметр 0,026 м, объем пор  $19 \cdot 10^{-5} \text{ м}^3$ . Вес песка в колонке всегда был постоянным, что давало возможность получить модель пласта с практически одинаковой пористостью, удельной поверхностью. Приготовленная модель пористой среды тщательно вакуумировалась и насыщалась исследуемой водой. Все опыты проводились при постоянном гидродинамическом перепаде давления равном 0,2 мм вод. ст.

Проводились две серии опытов. В первой серии опытов моделировалась водонасыщенная пористая среда с остаточной нефтью, а во второй серии нефтенасыщенная с остаточной водой. Моделирование водонасыщенности производили в следующем порядке. Модель пласта сначала насыщалась нефтью и определялась начальная про-

ницаемость пористой среды по исследуемой жидкости. Затем нефть вытеснялась водой, и в конце процесса, когда в выходящей из модели продукции отсутствовала нефть, замеряли водопроницаемость. Во второй серии опытов вода вытеснялась нефтью и определялась нефтепроницаемость в конце вытеснения.

После этих процессов в модель пласта со стороны выхода закачивалось 0,4 объема пор щелочно-силикатного раствора и 0,3 объема пор продавочной пластовой воды. Система выдерживалась в течение 48 ч и фильтрацией жидкости со стороны, противоположной закачке реагента, вновь определялась водо- или нефтепроницаемость пористой среды. Сравнение величины проницаемости водонасыщенной модели пласта велось по исследуемой пластовой воде, а нефтенасыщенных—по неполярному керосину. Результаты опытов по оценке влияния щелочно-силикатного раствора на водопроницаемость пористой среды на моделях обводненного пласта представлены в табл. 1. Данные табл. 1 показывают, что степень уменьшения водопроницаемости зависит от химического состава воды и концентрации щелочно-силикатного раствора в воде. Для случая жесткой воды щелочно-силикатные растворы (1,0—3,0) снижают водопроницаемость пористой среды на 48—63%. Как видно из данных таблицы, при закачке через пористую среду 30 объемов пор воды первоначальная проницаемость восстанавливается на 28—45%.

Несколько худшие результаты по степени гидронезоляции получены при пластовой — щелочной воде.

Результаты опытов на модели обводненного пласта показали, что мелкодисперсные кристаллические осадки на основе реакции щелочно-силикатного состава с минерализованными водами обеспечивают значительное снижение проницаемости пористой среды.

В условиях проведенного эксперимента определенная часть выпавших в порах мелкодисперсных кристаллических осадков вымывается из пористой среды при последующей прокачке в модель воды.

Результаты опытов на модели нефтенасыщенной пористой среды приведены в табл. 2.

Полученные данные показывают, что обработка керосинонасыщенной модели пласта щелочно-силикатными растворами не приводит к существенному изменению проницаемости модели пласта.

Снижение керосинопроницаемости на 6,8—8,2% в основном связано с взаимодействием использованных компонентов с солями жесткой остаточной воды. Визуальные наблюдения показали, что отложившиеся в незначительном количестве осадки, представляющие собой мелкие кристаллические частицы, не связаны между собой.

В случае нефти в пористой среде щелочно-силикатные растворы образуют эмульсии нефти в воде и водорастворимые поверхностно-активные вещества. Образовавшаяся эмульсия оказывает определенное влияние на проницаемость пористой среды. Образование поверхностно-активных веществ практически не оказывает влияния на проницаемость пористой среды.

### Выводы

1. Показано, что при добавке в отдельности к воде силиката натрия и щелочи (NaOH) во втором случае осадкообразование больше. Добавка к воде смеси силиката и щелочи увеличивает осадкообразование.

Таблица 1

Концентрация раствора	Водопроницаемость, мкм <sup>2</sup>				Восстановление проницаемости пористой среды после фильтрат. 30 объемов пор воды, %
	исходная	с остаточной нефтью	после обраб. раств.	после фильтрат. 30 объемов пор воды	
Жесткая вода	2,85	2,15	1,0	1,45	45,00
1%	2,80	2,10	0,85	1,15	35,00
2%	2,80	2,16	0,78	1,00	28,20
3%	2,83	2,13	—	—	—
Щелочная вода	2,90	2,30	1,25	1,90	52,00
1%	2,92	2,35	1,12	1,60	43,00
2%	2,87	2,28	1,05	1,50	42,80
3%	2,89	2,30	—	—	—

Таблица 2

Концентрация раствора	Проницаемость по углеводородной жидкости, мкм <sup>2</sup>			уменьшение
	исходная	при наличии остаточной пластово-жесткой воды	после обработки модели раствором	
Неполярный керосин	2,78	2,50	2,31	6,8
1%	2,75	2,48	2,34	8,2
2%	2,80	2,55	2,25	8,1
3%	2,75	2,45	—	—

2. В обводненной модели пористой среды щелочно-силикатные растворы, взаимодействуя с солями пластовой воды, образуют мелкодисперсные кристаллические частицы, обладающие закупоривающей способностью.

3. При добавке к воде силиката, щелочи и их смеси осадкообразование происходит в течение двух часов, а затем во времени практически не изменяется.

4. 1,0—3,0%-ные щелочно-силикатные растворы при наличии жесткой пластовой воды снижают водопроницаемость пористой среды на 48,0—63,0%. При фильтрации воды первоначальная проницаемость восстанавливается на 28—45%. Щелочно-силикатные растворы не приводят к существенному снижению проницаемости пласта по керосину.

#### Литература

1. Кравченко И. И., Иманаев Н. Г. Изоляция вод в нефтяных скважинах. — М.: Гостоптехиздат, 1960, с. 120—142.

2. Галлямов М. Н., Рахимкулов Р. Ш. Повышение эффективности эксплуатации нефтяных скважин на поздней стадии разработки месторождений. — М.: Недра, 1978, с. 101—104.

Н. Ч. Таиров, Р. Ә. Мусаев, Е. Һ. Хәлилов, Т. К. Чәбрајылова, М. И. Абдуллаев

#### ГӘЛӘВИ СИЛИКАТ МӘҢЛУЛУНУН ТӘТБИГИ ИЛӘ НЕФТ ГУЈУЛАРЫНДА СУЛАШМАЈА ГАРШЫ МҮБАРИЗӘ

Мәгаләдә, нефт гујуларында сулашманын гаршысыны алмаг үчүн тәтбиг олунчаг гәләви-силикат мәһлуларынын лабораторија тәдгигатлары һаггында мә'лумат верилр.

Гәләви-силикат мәһлулары сулашмыш мәсамәли мүһитдә лај сујунун дулары илә реаксијаја кирәрәк, мәсамәләри тутма габилитәтлә кичик дисперсли кристаллик һиссәләр јарадыр.

Тәдгигатлар кестәрир ки, 1,0—3,0%-ли гәләви-силикат мәһлулу чод су илә көрүшдүкдә мәсамәли мүһитин суја көрә кечиричилији 48,0—63,0% азалыр. Мәсамәли мүһитдән бөјүк һәчмдә су сүзүлдүкдә суја көрә кечиричилик јалныз 15,0—28,0% артыр.

N. D. Tairov, R. A. Musaev, E. G. Khalilov,  
T. K. Djabrailova, M. I. Abdullaev

#### ON A POSSIBILITY OF ALKALINE-SILICATE SOLUTIONS APPLICATION TO DECREASE WATER INFLOW INTO PRODUCING WELLS

The article gives the results of experimental studies on a possibility of the alkaline-silicate solutions application in order to limit a water inflow to a bottom hole.

The authors find that 1.0—3.0% alkaline-silicate solutions together with hard reservoir water reduce water permeability of a porous medium by 48.0—63.0%. The kerosene permeability of the porous medium is also decreased by 6.8—8.2%.

УДК 536.201:532:546

Х. Ф. АЗИЗОВ

#### ЭКСПРЕСС-АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ ПАРАМЕТРОВ ТЕРМОЗАВОДНЕНИЯ

В статье дается достаточно простой метод прогнозирования наиболее важных интегральных параметров термозаводнения, таких, как средняя глубина проникновения тепла в пласт, технологически целесообразное время ведения процесса нагнетания теплоносителя, конечный коэффициент теплоиспользования и минимальное количество теплоносителя, необходимое для создания оторочки тепла заданной величины. Знание этих параметров необходимо для оценки возможной нефтеотдачи пласта при проектировании той или иной технологии тепловоздействия на пласт. Наличие достаточно простой методики прогнозирования основных параметров тепловоздействия представляется особенно важным на стадии проектирования, когда окончательное решение о выборе системы воздействия основывается на качественном прогнозе технологической эффективности выбранной системы.

1. Пусть температурное распределение в линейном пласте удовлетворяет следующим условиям:

$$T(x=0, t) = T_0, T(x=\infty, t) = 0, T(x_1, t) > T(x_2, t), \quad x_1 < x_2 \quad (1.1)$$

Тогда средней глубиной проникновения тепла в пласт назовем величину:

$$x_{cp} = \int_0^{\infty} x \frac{\partial F}{\partial x} dx, \quad F = 1 - T_0^{-1} T(x, t). \quad (1.2)$$

Нетрудно проверить, что величина, выражаемая предыдущей формулой, может быть представлена также и в следующей форме:

$$x_{cp} = \int_0^{\infty} (1 - F(x, t)) dx = T_0^{-1} \cdot \int_0^{\infty} T(x, t) dx \quad (1.3)$$

Рассмотрим динамику изменения средней глубины проникновения тепла в изолированный гетерогенный пласт, температурное поле которого описывается моделью Анцеллуса—Чарного [1, 2]:

$$\frac{\partial T_{ж}}{\partial t} + v \frac{\partial T_{ж}}{\partial x} = \beta (T_s - T_{ж}), \quad \beta = \frac{\alpha \Omega}{m \rho_{ж} c_{ж}} \quad (1.4)$$

$$\frac{\partial T_s}{\partial t} = -\omega (T_s - T_{ж}), \quad \omega = \frac{\alpha \Omega}{(1-m) \rho_s c_s} \quad (1.5)$$

$$T_{ж} = T_s = 0 (t=0), \quad T_{ж} = T_0 (x=0, t>0) \quad (1.6)$$

Решение задачи (11) — (13) имеет вид:

$$\frac{T_{ж}}{T_0} = h_{ж} = e^{-\xi} \left[ 1(\tau) + \xi \int_0^{\tau} e^{-y} \cdot I_1(2\sqrt{\xi y}) \cdot \frac{dy}{\sqrt{\xi y}} \right] \quad (1.7)$$

$$\frac{T_s}{T_0} h_s = h_{ж} e^{-\xi-\tau} \cdot I_0(2\sqrt{\xi\tau}), \quad (1.8)$$

где  $\xi = \beta x v^{-1}, \tau = \omega(t + x v^{-1})$ .

Таблица функции  $h_{ж}(\xi, \tau)$  в зависимости от безразмерных величин  $\xi$  и  $\tau$  приводится в работе [3] и нетрудно проверить, что она удовлетворяет условиям (1.1).

Поэтому, применяя формулу (1.3), получим:

$$x_{ср}^*(t) = \frac{\omega v}{\beta + \omega} \left[ t + \beta \omega^{-1} \cdot (\beta + \omega)^{-1} \cdot (1 - e^{-(\beta + \omega)t}) \right]. \quad (1.9)$$

Для того, чтобы вычислить аналогичную величину по отношению к распределению  $h_s(x, t)$ , нужно его нормировать к единице. Для этого рассмотрим величину [4]:

$$F_s(x, t) = \frac{h_s(0, t) - h_s(x, t)}{h_s(0, t)} = 1 - \left[ T_0(1 - e^{-\omega t}) \right]^{-1} \cdot T_s(x, t). \quad (1.10)$$

В этом случае имеет место следующая формула:

$$x_{ср}^s(t) = \left[ T_0(1 - e^{-\omega t}) \right]^{-1} \cdot \int_0^{\infty} T_s(x, t) dx \quad (1.11)$$

Далее, используя выражение нулевого момента температурного распределения в твердой фазе [2] получим:

$$x_{ср}^s(t) = \omega v \left[ (\beta + \omega) \cdot (1 - e^{-\omega t}) \right]^{-1} \cdot \left[ t - (\beta + \omega)^{-1} \cdot (1 - e^{-(\beta + \omega)t}) \right] \quad (1.12)$$

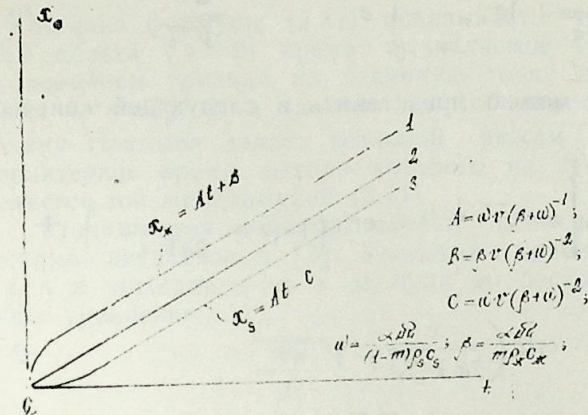
Исходя из оценок величин  $\beta$  и  $\omega$ , сделанных в [2] для гранулярных сред

$$\omega = 10^4 \frac{1}{ч}, \quad \beta = 4 \cdot 10^4 \frac{1}{ч} \quad (1.13)$$

закключаем, что тепловые фронты, выражаемые формулами (1.9), (1.12), практически мгновенно переходят к асимптотическому режиму (см. рисунок), описываемому формулами:

$$x_{ср}^* = At + B, \quad x_{ср}^s = At - C \left( A = \frac{\omega v}{\beta + \omega}, C = \frac{A}{\beta + \omega}, B = \frac{\beta}{\omega} \cdot C \right) \quad (1.14)$$

Нетрудно видеть, что первый член в формуле (1.14) выражает координату фронта тепла в гомогенном изолированном пласте, тем-



Изменение фронтов тепла в пласте во времени:

1 — в жидкой фазе;  
2 — в гомогенном пласте;  
3 — в твердой фазе

пература которого описывается простым гиперболическим уравнением первого порядка [1, 2]. А вторые члены в этих формулах выражают соответствующее опережение и отставание фронтов тепла в жидкой и твердой фазах по отношению к фронту в гомогенном пласте.

Оценки с учетом (1.13) показывают, что если действительную скорость теплоносителя исчислять в гранулярной среде сантиметрами в сутках [5], то разность установившихся температурных фронтов составит тысячную долю миллиметров. Для трещиноватых сред, если действительную скорость исчислять метрами в сутках и учесть, что удельная поверхность блоков трещиноватой среды на четыре—пять порядков меньше удельной поверхности гранулярной среды [6], упомянутая разность тепловых фронтов составит несколько сантиметров. Однако не следует забывать, что в трещиноватых средах на температурную обстановку заметно могут повлиять перетоки между блоками и трещинами, которые в рассматриваемом случае не учитываются.

2. Перейдем к рассмотрению изменения средней глубины проникновения тепла в неизолированный гомогенный пласт когда теплообмен с окружающей средой происходит по закону Ньютона [1]. Температурное поле пласта описывается уравнениями [7]:

$$\frac{\partial(T - T_c)}{\partial t} + v_x \frac{\partial(T - T_c)}{\partial x} = a^2 \cdot \frac{\partial^2(T - T_c)}{\partial x^2} - \frac{2a}{\rho c_n} (T - T_c) \quad (2.1)$$

$$T = T_c = \text{const} (t = 0, x \geq 0); \quad T = T_0 = \text{const} (x = 0, t > 0) \quad (2.2)$$

Решение задачи (26) и (27) в преобразованиях по Лапласу получается в виде:

$$L_s \left( \frac{T - T_c}{T_0 - T_c} \right) = e^{\frac{v_k x}{2a^2}} \cdot S^{-1} \cdot e^{-\sqrt{S+1}} \cdot \frac{x}{a} \cdot \left( \gamma = \frac{v_k^2}{4a^2} + \frac{2a}{\rho c_n h} \right) \quad (2.3)$$

Оригинал выражения (2.3) дается формулой:

$$\frac{T - T_c}{T_0 - T_c} = \frac{x}{2a\sqrt{\pi}} \cdot e^{\frac{v_k x}{2a^2}} \cdot \int_0^x e^{-\gamma t - \frac{x^2}{4a^2\tau}} \cdot \frac{d\tau}{\sqrt{\tau}} \quad (2.4)$$

Последнюю формулу можно представить в следующей конечной форме:

$$\begin{aligned} \frac{T - T_c}{T_0 - T_c} = & 0,5 \cdot e^{\frac{v_k x}{2a^2}} \left[ e^{-\sqrt{\gamma} \cdot a^{-1} x} \cdot \operatorname{erfc}\left(\sqrt{\gamma} t + \frac{x}{2a\sqrt{t}}\right) + \right. \\ & \left. + e^{-\sqrt{\gamma} \cdot a^{-1} x} \cdot \operatorname{erfc}\left(\frac{x}{2a\sqrt{t}} - \sqrt{\gamma} t\right) \right] \quad (2.5) \end{aligned}$$

Следует отметить, что выражение (2.5) приводится в работе [5].

С точки зрения управления выражение (2.5) представляет собой переходную функцию объекта, описываемого уравнениями (2.1) и (2.2). В данном случае важным представляется анализ стационарного режима тепла в пласте и характерное время выхода на этот режим.

Из формул (2.3) и (2.5) при  $t \rightarrow \infty$  получим:

$$\left(\frac{T - T_c}{T_0 - T_c}\right)_{\text{стан}} = e^{(v_k - \sqrt{4a^2\gamma})} \cdot \frac{x}{2a^2} \quad (2.6)$$

Для вычисления характерного времени выхода температурного поля на стационарный режим (2.6) из формулы (2.3) найдем передаточную и весовую функции [3]:

$$W(S, x) = e^{\frac{v_k x}{2a^2} - \sqrt{s + \gamma} \cdot \frac{x}{a}} \quad (2.7)$$

$$g(x, t) = L^{-1} W(S, x) \quad (2.8)$$

Далее вычислим первые два момента весовой функции по времени. Используя свойства передаточной и весовой функций [3], будем иметь:

$$g_0 = \int_0^\infty g(x, t) dt = W|_{s=0} = e^{(v_k - \sqrt{4a^2\gamma})} \cdot \frac{x}{2a^2} \quad (2.9)$$

$$g_1 = \int_0^\infty g(x, t) t dt = - \left. \frac{dW}{dS} \right|_{s=0} = \frac{x \cdot g_0}{\sqrt{4a^2\gamma}} \quad (2.10)$$

Характерное время выхода переходной функции (2.5) на стационарный режим можно определить по формуле:

$$t^* = \frac{g_1(x)}{g_0(x)} = \frac{x}{\sqrt{4a^2\gamma}} \quad (2.11)$$

Анализ формулы (2.11) показывает, что в случае изолированного пласта ( $\alpha=0$ ) время, вычисляемое этой формулой, совпадает со временем прихода на заданную точку пласта фронта конвекции тепла ( $t^* = xv_k^{-1}$ ), а наличие теплообмена с окружающей средой по закону Ньютона делает тепловой режим пласта регулярным [6], характерное время выхода которого на стационарный режим определяется той же формулой (2.11).

Уточним для данного случая понятие регулярного теплового режима, введенное в [7]. Умножая уравнение (2.1) на величину  $\rho c h$  и интегрируя по  $x$  от нуля до бесконечности, получим следующее уравнение:

$$\frac{dQ}{dt} + v Q = q(t), \quad (2.12)$$

где  $q(t) = \left( \rho c_{ж} h v T - \lambda \frac{\partial T}{\partial x} \right)_{x=0}$  — темп ввода тепла на

входе в пласт, приходящийся на единицу ширины пласта [Дж./ (с·м)];

$Q(t)$  — количество сохраняемого к моменту  $t$  тепла в пласте, приходящееся на единицу ширины пласта (Дж/м);

$v = 2 \alpha (\rho c_{п} h)^{-1}$  — размерный параметр  $\left( \frac{1}{c} \right)$ .

С точки зрения управляемости объект, описываемый уравнением (2.12), представляет собой инерционное звено первого рода [8], где  $v^{-1}$  — характерное время переходного режима,  $q(t)$  — внешнее воздействие. Если внешнее воздействие равно нулю, то параметр состояния  $Q(t)$  меняется по закону:

$$Q(t) = Q(0) \cdot e^{-vt}, \quad (2.13)$$

который и берется в [7] за определение регулярного теплового режима.

Главная особенность регулярного режима состоит в том, что при постоянном внешнем воздействии температура в любой точке пласта стремится к конечному установившемуся состоянию.

Конечное установившееся состояние, выражаемое формулой (2.6), и время наступления его, оцениваемое формулой (2.11), позволяют рассчитать следующие интегральные параметры теплового режима пласта:

1) предельное количество сохраняемого тепла в пласте, рассчитанное на единицу ширины пласта:

$$Q^* = \rho c h \cdot 1 (T_0 - T_c) \cdot (2v)^{-1} \left( \sqrt{4a^2\gamma} + v_k \right); \quad (2.14)$$

2) максимальную среднюю глубину проникновения тепла в пласт:

$$x_{\text{ср}}^* = (2\nu)^{-1} \cdot \left( \sqrt{4a^2\gamma} + v_{\text{к}} \right), \quad (2.15)$$

$$\gamma = \nu + (4a^2)^{-1} \cdot v_{\text{к}}^2, \nu = 2\alpha(\rho c_{\text{п}} h)^{-1}; \quad (2.16)$$

3) средненеизбыточную температуру пласта в пределах максимально возможной зоны прогрева:

$$(T - T_c)_{\text{ср}} = \frac{1}{x_{\text{ср}}^*} \cdot \int_0^{x_{\text{ср}}^*} (T - T_c) dx = 0,63 (T_0 - T_c); \quad (2.17)$$

4) технологически целесообразное время ведения процесса нагнетания теплоносителя с постоянной входной температурой:

$$t^* = \frac{x_{\text{ср}}^*}{\sqrt{4a^2\gamma}}. \quad (2.18)$$

Отметим, что при постоянном темпе ввода тепла в пласт целесообразное время ведения процесса можно оценить по формуле:

$$t^* = \nu^{-1} = \frac{\rho c h}{2\alpha}; \quad (2.19)$$

5) конечный коэффициент теплоиспользования:

$$\eta^* = \frac{Q^*}{Q_{\text{ввод}}(t^*)}. \quad (2.20)$$

В динамическом режиме количество сохраняемого в пласте тепла, глубина проникновения тепла в пласт и общее количество вводимого в пласт тепла выражается следующими формулами:

$$Q(t) = \rho c h \int_0^{\infty} (T - T_c) dx = \rho c_{\text{п}} h (T_0 - T_c) x_{\text{ср}}(t) \quad (2.21)$$

$$x_{\text{ср}}(t) = v_{\text{к}} \nu^{-1} (1 - e^{-\nu t}) + a \nu^{-1} \sqrt{\gamma} \cdot \operatorname{erf} \left( \sqrt{\gamma t} \right) + (2\nu)^{-1} v_{\text{к}} \left[ e^{-\nu t} \cdot \operatorname{erfc} \left( \frac{v_{\text{к}} \sqrt{\gamma t}}{2a} \right) - 1 \right], \quad (2.22)$$

$$Q_{\text{ввод}}(t) = 1 \cdot h \int_0^t \left( \rho c_{\text{ж}} \nu \Delta T - \lambda \frac{\partial \Delta T}{\partial x} \right)_{x=0} dt = \rho c_{\text{п}} h \Delta T_0 \cdot \left[ \frac{v_{\text{к}} t}{2} + \frac{a(2\gamma t + 1)}{2\sqrt{\gamma}} \operatorname{erf} \left( \sqrt{\gamma t} \right) + \frac{a\sqrt{\gamma t}}{\sqrt{\pi}} e^{-\gamma t} \right] \quad (2.23)$$

где  $\gamma$  и  $\nu$  даются формулой (2.16)  
Легко проверить, что при больших  $t$

$$Q_{\text{ввод}}(t) \rightarrow \left( \frac{v_{\text{к}}}{2} + a\sqrt{\gamma} \right) t + \frac{a}{2\sqrt{\gamma}}; Q(t) \rightarrow Q^*; x_{\text{ср}} \rightarrow x_{\text{ср}}^* \quad (2.24)$$

Следует особо отметить, что регулярный тепловой режим пласта и введенное понятие целесообразного времени ведения процесса позволяют рассчитать оптимальные в технологическом смысле параметры создания в пласте тепловой оторочки.

Пусть требуется определить исходные технологические параметры создания в пласте тепловой оторочки с длиной  $l$  и средненеизбыточной температурой  $\Delta T_{\text{ср}}$ . Неизвестными параметрами являются входная температура теплоносителя, темп его закачки в пласт и минимальный объем теплоносителя.

Входную избыточную температуру теплоносителя оцениваем из формулы (2.17) в виде:

$$\Delta T_{\text{ср}} = 0,63 \cdot \Delta T_0. \quad (2.25)$$

Темп закачки теплоносителя обычно выбирается максимально возможным.

Тогда минимальный объем теплоносителя можно вычислить по формуле:

$$Q_{\text{ж}} = L h l v_{\text{макс}} \left[ \sqrt{\left( \frac{\rho c_{\text{ж}} v_{\text{макс}}}{\rho c_{\text{п}}} \right)^2 + \frac{8a^2\alpha}{\rho c_{\text{п}} h}} \right]^{-1} \quad (2.26)$$

где  $L$  — ширина;  $h$  — толщина пласта;  $v_{\text{макс}}$  — скорость, соответствующая максимально возможному темпу закачки теплоносителя;  $l$  — заданная длина оторочки.

3. Рассмотрим далее температурную обстановку в пласте по схеме Ловьеры [8—10]. Температурное распределение внутри и вне водного слоя определяется по формулам:

$$T(x, t) = T_0 \operatorname{erfc} \left( \frac{\eta}{2\sqrt{\tau - \eta}} \right) \cdot 1(\tau - \eta), (-h < z < 0), \quad (3.1)$$

$$\theta(x, z, t) = T_0 \cdot \operatorname{erfc} \left( \frac{\eta + \xi}{2\sqrt{\tau - \eta}} \right) \cdot 1(\tau - \eta), z > 0, \quad (3.2)$$

где

$$\tau = R^2 t; R = \frac{2\lambda_0}{\rho c_{\text{п}} a_0 h}; \eta = R^2 x v_{\text{к}}^{-1}; \xi = R z a_0^{-1}. \quad (3.3)$$

Образует величину:

$$F(x, t) = 1 - T_0^{-1} T(x, t) = 1 - \operatorname{erfc} \left( \frac{\eta}{2\sqrt{\tau - \eta}} \right). \quad (3.4)$$

Затем, вычисляя математическое ожидание распределения (3.4), получим:

$$x_{\text{ср}}(t) = \int_0^{\infty} x \frac{dF}{dx} dx = v_{\text{к}} R^{-2} \cdot \left[ e^{\eta} \operatorname{erfc} \sqrt{\frac{\tau}{\eta}} + \frac{2\sqrt{\tau}}{\sqrt{\pi}} - 1 \right] \quad (3.5)$$

Выражение в правой части последнего равенства впервые, но другим путем получено в работе Маркса и Лонгенхайма [11].  
Пусть задана постоянная изотермы

$$T = \theta = KT_0, \quad K \leq 1$$

Тогда уравнение заданной изотермы в пределах водного слоя имеет вид:

$$\eta_{\max}^k = 2C \left( \sqrt{C^2 + \tau} - C \right), \quad C = \operatorname{erfc}^{-1}(K) \quad (3.7)$$

Формула (58) дает максимальное расстояние, на которое продвигается заданная изотерма  $T = \kappa T_0$  вдоль водного слоя. Для построения линии данной изотермы в области вне водного слоя на дату  $\tau = \tau_1$  можно пользоваться формулой [10]:

$$\xi^k = 2C \cdot \sqrt{\tau_1 - \tau} - \eta, \quad 0 \leq \eta \leq \eta_{\max}^k \quad (3.8)$$

Количество сохраняемого к моменту  $t$  в пределах водного слоя тепла вычисляется по формуле:

$$Q_h(t) = \rho c_n L h T_0 x_{cp}(t) \quad (3.9)$$

Количество тепла, приобретаемого нефтенасыщенным слоем пласта толщиной  $h_0$ , примыкающим к водному слою, можно вычислить по формуле [12]:

$$Q_{h_0}(t) = \rho c_0 a_0 v_k R^{-3} T_0 \left\{ \tau - \left[ e^{\tau} \cdot \operatorname{erfc}(\sqrt{\tau}) + \frac{2\sqrt{\tau}}{\sqrt{\pi}} - 1 \right] - \right. \\ \left. - (\tau + 1 + \xi_0 + 0,5 \xi_0^2) \operatorname{erfc}\left(\frac{\xi_0}{2\sqrt{\tau}}\right) + \frac{(2 + \xi_0)\sqrt{\tau}}{\sqrt{\pi}} \cdot e^{-\xi_0^2(4\tau)^{-1}} + \right. \\ \left. + e^{-\tau + \xi_0} \operatorname{erfc}(\tau + \xi_0 (2\sqrt{\tau})^{-1}) \right\}, \quad \left( \xi_0 = \frac{Rh_0}{d_0} \right) \quad (3.10)$$

Количество тепла и средняя температура в водном слое в пределах условной зоны прогресса  $0 \leq x \leq x_{cp}(t)$  выражается в следующем виде:

$$Q(x_{cp}) = \rho c_n L h v_k R^{-2} \cdot T_0 \left[ \eta_{cp}(\tau) + (\eta_{cp} + 1) \operatorname{erfc}\left(\frac{\eta_{cp}}{2\sqrt{\tau - \eta_{cp}}}\right) - \right. \\ \left. - e^{\tau} \cdot \operatorname{erfc}\left(\frac{2\sqrt{\tau - \eta_{cp}}}{2\sqrt{\tau - \eta_{cp}}}\right) - \frac{2\sqrt{\tau - \eta_{cp}}}{\sqrt{\pi}} \cdot e^{-4(\tau - \eta_{cp})} \right], \quad \eta_{cp} = R^2 \cdot v_k^{-1} x_{cp};$$

$$T_{cp}(x_{cp}) = \frac{1}{x_{cp}(t)} \int_0^{x_{cp}(t)} T(x, t) dt = \frac{Q(x_{cp})}{\rho c_n L h \cdot x_{cp}(t)} \quad (3.12)$$

Пример расчета [5, 6]:

Пусть  $h = 10$  м;  $\rho c_n = 10^3$  ккал/(м<sup>3</sup>·°С);  $\rho c_s = 600$  ккал/(м<sup>3</sup>·°С);

$$v = 0,009 \text{ м/ч}; \quad m = 0,25; \quad \Delta T_0 = T_0 - T_c = 100^\circ\text{С}; \\ \alpha = 0,056 \text{ ккал/(м}^2 \cdot \text{ч} \cdot ^\circ\text{С)}; \quad \rho c_n = 0,7 \cdot 10^3 \text{ ккал/(м}^3 \cdot ^\circ\text{С)}; \\ \lambda_0 = \lambda_n = 2,8 \text{ ккал/(м} \cdot \text{ч} \cdot ^\circ\text{С)}; \quad v_2 = 2,57 \cdot 10^{-3} \text{ м/ч}; \\ a_0^2 = a_n^2 = 4 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2/\text{ч}.$$

При этих данных

$$x_{cp}^* = 165 \text{ м}; \quad Q^* = 116 \cdot 10^6 \text{ ккал/м}; \quad t^* = 7,2 \text{ г}; \\ Q_{\text{овод}}(t^*) = 4 \cdot 10^8 \text{ ккал/м}; \quad \eta^* = 30\%; \quad \Delta T_{cp} = 63^\circ\text{С}.$$

#### ОСНОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

$T, \theta$  — температуры пласта и окружающих сред (индексы «ж» и «с» относятся к жидкой и твердой фазам соответственно (К));  
 $v$  — скорость жидкости в порах (м/с);  
 $v_k$  — скорость конвекции тепла в гомогенном пласте (м/с);  
 $\Omega$  — удельная межфазная поверхность (м<sup>2</sup>/м<sup>3</sup>);  
 $\alpha$  — коэффициент теплопередачи [Вт/(м<sup>2</sup>·К)];  
 $a^2$  — коэффициент температуропроводности (м<sup>2</sup>/с);  
 $\lambda$  — коэффициент теплопроводности [Дж/(м·с·°С)];  
 $\rho c$  — объемная теплоемкость (Дж/м<sup>3</sup>·°С) (индексы «п» и «с» относятся к пласту и окружающей среде соответственно);  
 $m$  — пористость;  
 $I_0(x) I_1(x)$  — модифицированные функции Бесселя;  
 $1(x)$  — единичная функция.

#### Литература

1. Чекалюк Э. Б. Термодинамика нефтяного пласта. — М.: Недра, 1966.
2. Азизов Х. Ф. Исследование особенностей конвективного переноса тепла в нефтяных пластах. — Деп. ВИНТИ, 8199—84, 1984, 96 с., РЖ, Горное дело, № 2, 6425.
3. Чермак И., Петерка В., Заворка И. Динамика регулируемых систем в теплоэнергетике и химии. — М.: Мир, 1972.
4. Азизов Х. Ф. Определение среднего времени пребывания оторочки тепла в пласте. — Изв. АН АзССР. Сер. наук о Земле, 1985, № 5, 83—88.
5. Непримеров Н. Н. Трехмерный анализ нефтеотдачи охлажденных пластов. — Казань, КГУ, 1978.
6. Гольф-Рахт Т. Д. Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов. — М.: Недра, 1986.
7. Малофеев Г. Е. О моделировании процесса нагревания пласта при закачке горячей жидкости. — Изв. вузов. Нефть и газ, № 9.
8. Кондратьев Г. М. Регулярный тепловой режим. — ГИТТЛ, 1954.
9. Протоdjяконов И. О., Муратов О. В., Евлампиев И. И. Динамика процессов химической технологии. — Л.: Химия, 1984.
10. Lauwerier H. A. The transport of heat in the oil layer caused by the injection of hot fluid. — Appl. sci. Res. sect. A, 1955, vol. 5, № 2, 3, p. 145—150.
11. Непримеров Н. Н., Пудовкин М. А., Марков А. И. Особенности теплового поля нефтяного месторождения. — Казань, КГУ, 1968.
12. Marx S. W., Longenbeim R. N. Reservoir heating by hot fluid injection. — Trans. AIME, 1959, vol. 216, p. 312—315.
13. Агаев Н. Б., Азизов Х. Ф. К динамике тепловых потерь в мочных и слоистых пластах. — Изв. АН АзССР. Сер. наук о Земле, 1984, № 4, 93—100.

Х. Ф. Азизов

#### ЛАЈА ИСТИ АГЕНТ ВУРМАНЫН ЭСАС ПАРАМЕТРЛЭРИНИН ЭКСПРЕСС-АНАЛИЗИ

Мэгалэдэ лаја исти агент вурманын интеграл параметрлэринин тэ'јини үчүн садэ дүстурлар алынмышдыр. Бу параметрлэрэ истилијин лаја орта нүфүзетмэ дэринлијин,

исти агент вурманын оптимал вахты, истилижин истифаде эмсалынын јухары сарһәдди вә верилән узунлуғлу истилик золагыны (оторочка) јаратмағ үчүн лазым олан исти агентин оптимал мигдары дахилдир.

Kh. F. Azizov

### EXPRESS-ANALYSIS OF MAIN THERMAL FLOODING PARAMETERS

The article deals with simple engineering formulae calculating such integral thermal flooding parameters as the ultimate depth of heat penetration into a bed, optimal time duration of a heat carrier injection, a final coefficient of heat usage and optimal heat carrier volume necessary for the creation of a heat slug having a given value.

УДК 622.276.054.22

Н. Д. ТАИРОВ, Д. Ш. ВЕЗИРОВ, А. А. МОВСУМ-ЗАДЕ,  
М. М. МАМЕДОВ, З. И. ДЖАЛИЛОВ

### ВЛИЯНИЕ НЕКОТОРЫХ ФАКТОРОВ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ИЗ НЕОДНОРОДНЫХ ПЛАСТОВ ОТОРОЧКОЙ РАСТВОРА ПОЛИМЕРА

Исследовано вытеснение нефти оторочкой раствора полимера «Л» из двухслойной модели пласта в зависимости от нефтенасыщенности пористой среды, концентрации полимера и размера оторочки.

Модель, размером 680×200×20 мм, набивалась в два слоя кварцевым песком и его смесью с маршаллитом. Проницаемость слоев 1,4 и 14 мкм<sup>2</sup>.

В опытах более проницаемый слой располагался над менее проницаемым.

Вытесняемой жидкостью служила нефть из скважины № 3800 НГДУ им. 26 бакинских комиссаров вязкостью 18,5 мПа·с при 20°С, а вытесняющей — пресная вода. По окончании безводного периода вытеснения осуществлялась закачка оторочки раствора полимера «Л» концентрации 1% под постоянным перепадом давления 0,025 МПа. Размер оторочки составил 12,5; 19,1; 25; 30; 35 и 40% от объема пор высокопроницаемого слоя.

После закачки раствора полимера возобновлялось нагнетание воды. Объем вытесненной из модели пласта в безводном периоде нефти составил порядка 1—8% от объема насыщенной нефти.

Замеры вытесненной нефти для каждого слоя производились раздельно.

Как видно из рис. 1, с увеличением размера оторочки раствора полимера до 30% общий коэффициент вытеснения нефти из модели повышается, а дальнейшее его увеличение приводит к снижению коэффициента вытеснения (кр. 1). Аналогичная картина наблюдается и для более проницаемого слоя (кр. 2).

Ясно, что вытеснение нефти происходит в основном из более проницаемого слоя. Менее проницаемый слой вырабатывается значительно слабее (кр. 3). Но как показывает кр. 2, имеют место перетоки нефти из менее проницаемого слоя в более проницаемый. Чем больше размер оторочки раствора полимера, тем на большую глубину он проникает, и раствором обрабатывается большая поверхность раздела слоев. Очевидно, положительное действие такой обработки прекращается после достижения обработанной поверхности определенного значения. При этом значительно снижается количество перетекающей нефти. По-видимому, по этой причине увеличение размера оторочки от 30% и выше приводит к уменьшению коэффициента вытеснения нефти водой. На рисунках для сравнения пунктирными линиями показан результат опыта по вытеснению

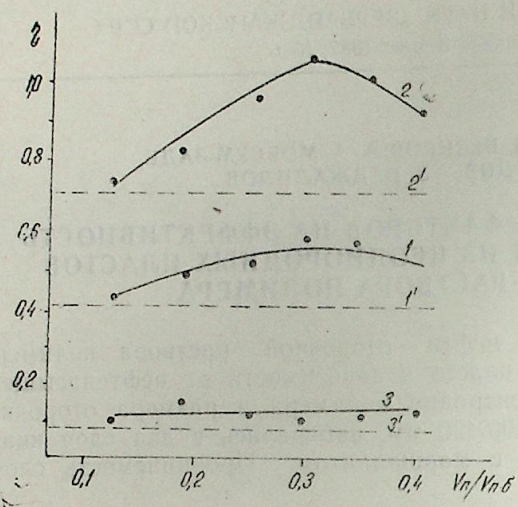


Рис. 1

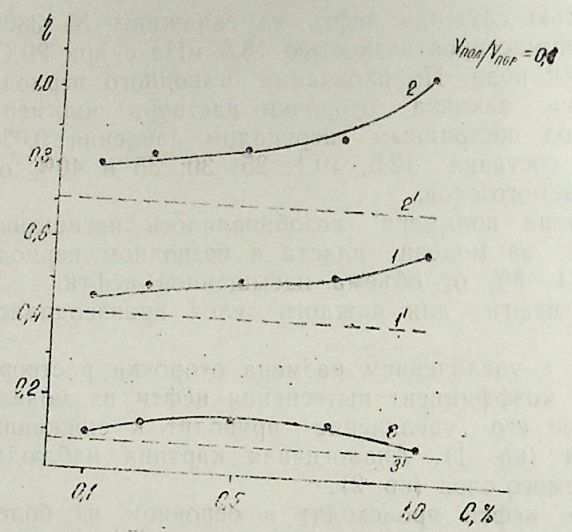


Рис. 2

нефти водой, проведенный при прочих равных условиях, но без закачки раствора полимера (исходный опыт).

Линии 1', 2' и 3' показывают величину конечного коэффициента вытеснения нефти водой соответственно для модели в целом и для более и менее проницаемых слоев в отдельности.

На рис. 2 показаны результаты изучения влияния концентрации раствора полимера при постоянном объеме его закачки на коэффициент вытеснения нефти водой. Концентрация полимера в растворе составила 0,1; 0,25; 0,5; 0,75 и 1% при размере оторочки, равном 30% от объема пор более проницаемого слоя. С повышением концентрации раствора полимера в пределах 0,1—1% суммарный коэффициент вытеснения нефти повышается (кр. 1).

При этом в основном эффективно вырабатывается более проницаемый слой. С повышением концентрации раствора полимера повышается его вязкость и достигается более благоприятное соотношение

вязкостей вытесняющего раствора полимера и вытесняемой нефти.

Изменение вязкости раствора полимера «Л» в зависимости от концентрации показано на рис. 3.

Проникновение раствора полимера в менее проницаемый слой еще более затрудняется и в связи с этим при сравнительно высоких концентрациях оторочки раствора полимера (после 0,5%) коэффициент вытеснения нефти из менее проницаемого слоя уменьшается.

С целью изучения влияния нефтенасыщенности на этот процесс нефть вытеснялась водой и по достижении заданной нефтенасыщенности закачивалась оторочка раствора полимера. Нефтенасыщен-

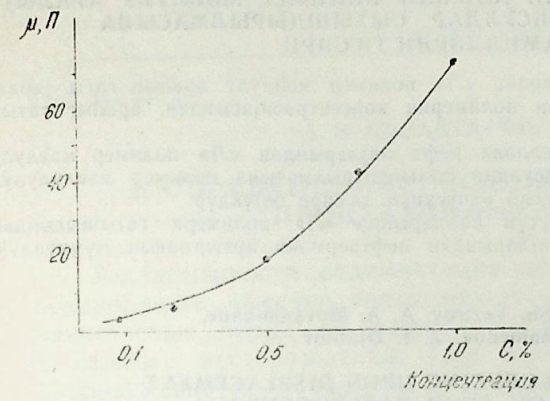


Рис. 3

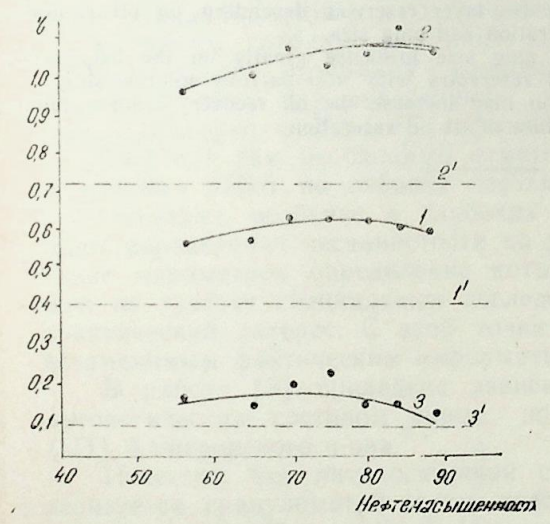


Рис. 4

водой из слоисто-неоднородного пласта при всех рассмотренных значениях его нефтенасыщенности.

Проведенными исследованиями также установлено, что с увеличением размера закачиваемой в модель пласта оторочки раствора полимера «Л» до определенного предела коэффициент вытеснения нефти водой повышается, а затем происходит его снижение. С повышением концентрации полимера в растворе в пределах 0,1—1% при постоянном объеме оторочки суммарный коэффициент вытеснения нефти водой из модели слоисто-неоднородного пласта возрастает. При этом наиболее эффективно вырабатывается высокопроницаемый слой.

ность модели составила 56; 65; 70; 80; 84 и 88% от объема пор.

Концентрация и объем закачанного раствора полимера соответственно составили: 1 и 30% объема пор высокопроницаемого слоя.

Как видно из рис. 4, коэффициенты вытеснения нефти оторочкой раствора полимера из более и менее проницаемого слоев (кривые 2 и 3), а также из модели в целом (кр. 1), при всех рассмотренных значениях нефтенасыщенности выше по сравнению с исходным опытом. Прирост коэффициента вытеснения нефти из менее проницаемого слоя незначителен, а для более проницаемого слоя высокий. Даже в некоторых случаях коэффициент вытеснения превышает единицу, что свидетельствует о наличии перетока нефти из менее проницаемого слоя.

В условиях проведенных исследований использование полимера «Л» приводит к повышению вытеснения нефти

Н. Ч. Таиров, Ч. Ш. Везиров, Э. А. Мовсумзаде, М. М. Маммадов, З. И. Чалилов  
ГЕЈРИ-БИРЧИНСЛИ ЛАЈЛАРДАН АЛЫНАН ПОЛИМЕР МӘҢЛУЛУ АРАЛЫГ  
ГАТЫ ИЛӘ НЕФТИН МӘҢСУЛДАР СЫХЫШДЫРЫЛМАСЫНА  
БӘЗИ АМИЛЛӘРИН ТӘСИРИ

Мәгаләдә гејри-бирчинсли лајлардан «Л» полимер мәһлулу аралыг гаты јарат-  
магла нефтин сыхышдырылмасындан полимерин концентрасијасындан, аралыг гатын  
өлчүсүндән бәһс едилир.

Мүәјјәнләшдирилмишдир ки, пилләли нефт лајларындан «Л» полимер мәһлулу  
аралыг гаты илә нефтин даһа мәһсулдар сыхышдырылмасына полимер мәһлулулу  
концентрасијасынын вә аралыг гатынын өлчүсүнүн тәсири бөјүкдүр.

Нефтләдојманын бахылмыш бүтүн һалларында «Л» полимери гатышығындан  
истифада етмәклә пилләли нефт лајларындан нефтвәрмәни артырмағын мүмкүнлүү  
дә өјрәнлимишдир.

N. D. Tairov, D. Sh. Vezirov, A. A. Movsum-zade,  
M. M. Mamedov, Z. I. Djaililov

#### SOME FACTORS INFLUENCING UPON DISPLACEMENT EFFICIENCY OF OIL FROM HETEROGENEOUS RESERVOIRS WITH POLYMER SOLUTION SLUG

The article deals with the experimental study results of oil displacement with  
«L» polymer solution slug from a two-layer reservoir depending on oil saturation  
of a porous medium, polymer concentration and slug size.

The polymer concentration and slug size influence greatly on the displacement  
efficiency of oil from laminated oil reservoirs with «L» polymer solution slug.

The use of «L» polymer solution may increase the oil recovery from a lamina-  
ted oil reservoir at all considered values of its oil saturation.

АЗӘРБАЈЧАН ССР ЕЛМЛӘР АКАДЕМИЈАСЫНЫН ХӘБӘРЛӘРИ

Јер елмләри серијасы, 1987, № 6

ИЗВЕСТИЯ АКАДЕМИИ НАУК АЗЕРБАЙДЖАНСКОЙ ССР

Серия наук о Земле. 1987, № 6

УДК 552.539.217

А. И. КАЛАНТАРОВ, Н. Д. ТАИРОВ

#### К ОПРЕДЕЛЕНИЮ ПЕСЧАНИСТОСТИ ПО РАЗРЕЗУ ПРОДУКТИВНЫХ ГОРИЗОНТОВ

Закономерности седиментации осадочного материала позволяют  
предполагать наличие связи между литологическим составом и пес-  
чанностью пород по разрезу продуктивных горизонтов нефтяных  
и газовых месторождений. Под песчанностью по разрезу пласта  
подразумевается отношение толщины суммы песчаных прослоев к  
общей толщине пласта и оценивается в процентах.

Песчаная мощность объекта в основном определяется по сплош-  
ному отбору керна с последующим макроскопическим и грануло-  
метрическим анализом и методом электрметрии.

С ростом глубины залегания продуктивных пластов сплошной  
отбор кернового материала сопровождается различными осложне-  
ниями. Поэтому при определении песчанности пластов большей  
частью пользуются данными геофизических исследований.

Вместе с тем необходимо отметить определенные трудности при  
проведении работ по отбивке песчаных прослоев и при геофизиче-  
ских замерах, особенно в глубоких скважинах. Поэтому поиск ме-  
тодов определения песчанности по разрезу пласта с использованием  
таких параметров определение которых в процессе проводки сква-  
жин не требует специальных исследований, представляет научный и  
практический интерес. С этой точки зрения буровой шлам является  
незаменимым фактическим информативным материалом [7].

В работе [3] приведена зависимость между песчанностью и  
литологическим составом пород по разрезу продуктивной толщи  
(ПТ) Апшеронского п-ова.

Известно, что литологический состав пород в основном харак-  
теризуется гранулометрическим анализом с последующим использо-  
ванием метода Пустовалова. Имеются различные способы обработки  
результатов гранулометрического анализа. Простейшим из них яв-  
ляется вычисление трех гранулометрических коэффициентов: средне-  
взвешенного размера зерен, коэффициента сортировки и коэффици-  
ента асимметрии.

Наиболее широкое распространение получил способ определения  
средневзвешенного диаметра зерен вычислением. При выражении  
содержания каждой фракции в процентах он равен [8]:

$$d_{\text{ср}} = \frac{\sum x \cdot f(x)}{100},$$

где  $x$  — средние размеры фракций (полусуммы конечных разме-  
ров);  $f(x)$  — содержание фракций, %.

Величина коэффициента сортировки характеризует степень однородности обломочного материала в породе. Под коэффициентом отсортированности ( $G$ ) понимают отношение разности между средневзвешенным диаметром частиц ( $d_{ср}$ ) составляющих породу, и средневзвешенным отклонением от среднего диаметра к  $d_{ср}$  [5].

Чем более равнозерниста (более отсортирована) порода, тем ближе  $G$  к единице.

Коэффициент асимметрии указывает, в какую сторону сдвинута мода относительно вычисленного медианного диаметра [8].

Коэффициенты ( $d_{ср}$ ,  $G$ ) позволяют количественно учитывать связь между такими важными параметрами, как песчаность по разрезу, физико-химические характеристики флюидов, пористость, проницаемость, остаточная водонасыщенность пород и др. [3, 4, 7 и др.]. С учетом изложенного и результатов предыдущей работы исследован характер связи между безразмерным параметром  $\bar{h}_n$ , представляющим отношение песчаной толщины пласта ( $h_n$ ) к общей толщине ( $h_{об}$ ) и литологическим коэффициентом  $d_{ср}$ , представляющим отношение средневзвешенного диаметра зерен ( $d_{ср}$ ) пород-коллекторов к предельному их диаметру.

Для этого были использованы приведенные в работе [1, 2] результаты гранулометрического анализа более чем 4 тысяч кернов, отобранных на месторождениях Пута, Локбатан, Бибиэйбат, Балаханы—Сабунчи—Раманы и Сураханы. В исследованиях взяты данные скважин, в которых проведен сплошной отбор кернового материала с определением гранулометрического состава из продуктивной толщи Апшеронского п-ова и нефтяных месторождений Запорожской области.

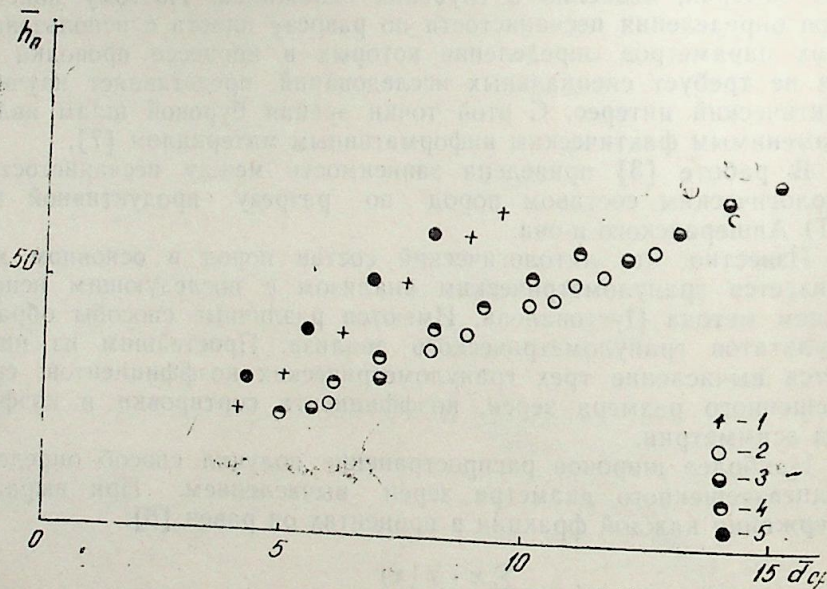


Рис. 1. Зависимость песчаности по разрезу пласта ( $\bar{h}_n$ ) от средневзвешенного диаметра зерен ( $\bar{d}_{ср}$ ) пород по месторождениям продуктивной толщи (ПТ): 1 — Пута; 2 — Локбатан; 3 — Бибиэйбат; 4 — Балаханы—Сабунчи—Раманы; 5 — Сураханы Апшеронской области

Обработка этих данных по месторождениям ПТ Апшеронского п-ова методом наименьших квадратов показала, что между  $\bar{h}_n$  и  $\bar{d}_{ср}$  имеется тесная корреляционная связь — по мере увеличения  $\bar{d}_{ср}$  растет  $\bar{h}_n$  (рис. 1).

Аналогичные исследования проведены и для месторождений Запорожской области по материалам скважин, вскрывших сарматские отложения [9] (табл. 1).

Таблица 1

Область	№ скв.	Отложения	Математическая модель	Коэффициенты	
				a	b
Запорожье	97	Сарматск	$h_n = a\bar{d}_{ср} + b$	8,667	-20
"	98	"		9,155	-8,73
"	99	"		8,000	-4,0
"	100	"		10,500	-8,0

Построенный график (рис. 2) зависимости  $\bar{h}_n$  от  $\bar{d}_{ср}$  для рассмотренных отложений показывает, что с ростом средневзвешенного диаметра зерен пород песчаность по разрезу пласта также возрастает.

$$h_n = -5,8 + 814 d_{ср} - 0,1864 d_{ср}^2$$

где  $h_n$  — песчаность, %;  $d_{ср}$  — средневзвешенный диаметр зерен, мм.

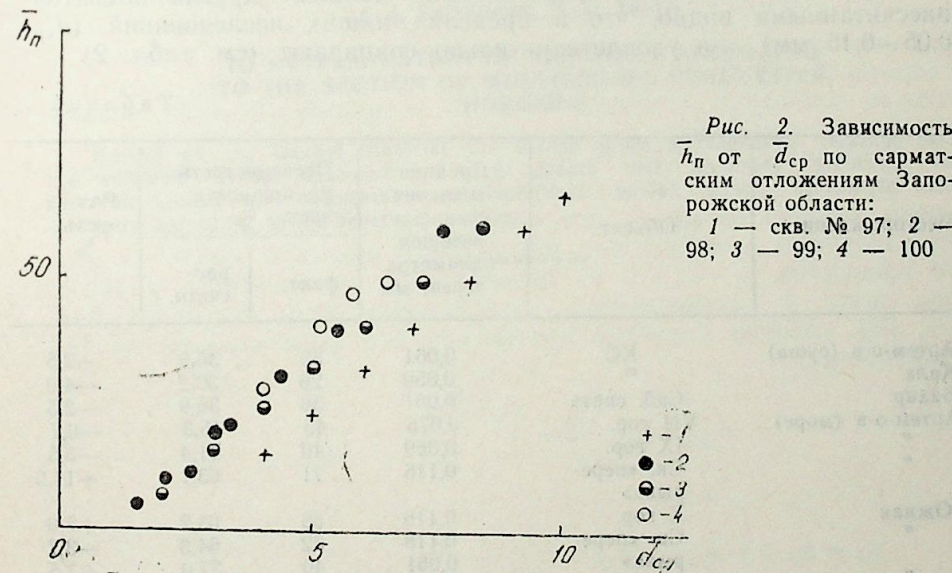


Рис. 2. Зависимость  $\bar{h}_n$  от  $\bar{d}_{ср}$  по сарматским отложениям Запорожской области: 1 — скв. № 97; 2 — 98; 3 — 99; 4 — 100

Полученная на основании среднего значения промысловых данных двух регионов (Апшеронского п-ова и Запорожской области) зависимость песчаности по разрезу от средневзвешенного диаметра зерен (рис. 3) с высоким коэффициентом корреляции (0,91) достаточно хорошо описывается уравнением:

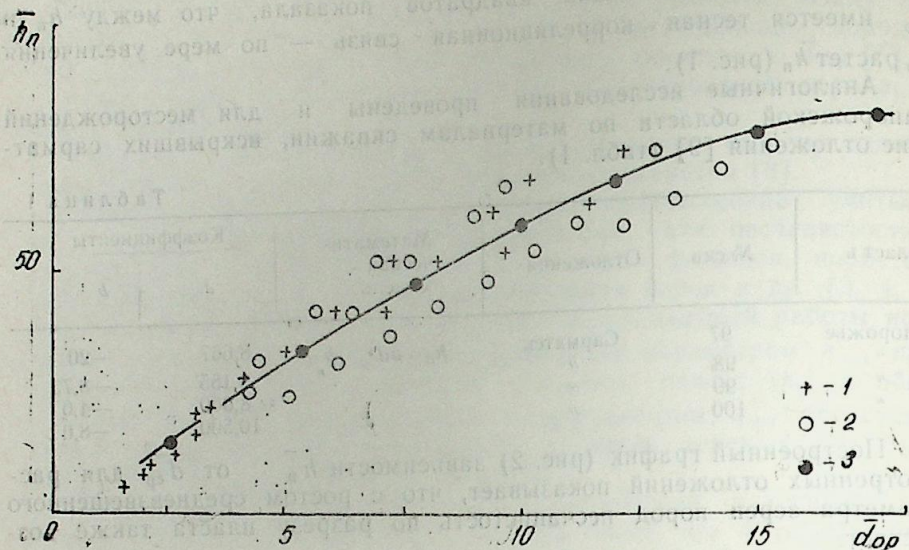


Рис. 3. Зависимость  $h_p$  от  $d_{cp}$  по ПТ Апшеронского п-ова (1), по сарматским отложениям Запорожской области (2); расчетные значения  $h_p$   $d_{cp}$  (3)

При сопоставлении промысловых данных других объектов с рассчитанными видно, что в пределах наших исследований ( $d_{cp} = 0,05-0,15$  мм) они удовлетворительно совпадают (см. табл. 2).

Таблица 2

Месторождение	Объект	Средние значения средне-взвешен. диаметра зерен, мм	Песчанность по мощности пласта, %		Раз-ность, %
			факт.	рас-четн.	
Артем-о-в (суша)	КС	0,061	36	36,9	-2,5
Кала	"	0,050	29	30,2	-4,0
Бахар	Саб. свита	0,061	36	36,9	-2,5
Артем-о-в (море)	VII гор.	0,076	45	45,3	-0,7
"	IX гор.	0,069	40	41,4	-3,5
"	Св. «пере-рыва»	0,115	71	63,1	+11,0
Южная	X гор.	0,116	68	63,2	+7,0
"	Св. «пере-рыва»	0,118	62	64,3	-3,7
"	КС	0,061	40	37,0	+7,5

Полученная связь между средне-взвешенным диаметром зерен и песчанностью по разрезу пласта позволяет, имея средне-взвешенный диаметр зерен по материалам бурового шлама, пусть даже в первом приближении, оценить песчанность по разрезу.

Литература

1. Алиев А. Г., Ахмедов Г. А. Коллекторы нефти и газа мезозойских и третичных отложений Азербайджана. — Баку, 1958, с. 261—290.
2. Ализаде А. А., Ахмедов Г. А., Аванесов В. Т. Каталог коллекторских свойств продуктивной толщи Азербайджана. — Баку: Элм, 1972, т. I—II.
3. Калантаров А. И., Кулиев А. М., Плющ А. М. Способ определения проницаемости гранулярных нефтяных коллекторов. — Изв. АН АзССР. Сер. наук о Земле, 1977, № 1, с. 113.
4. Калантаров А. И., Таиров Н. Д. Влияние литологических особенностей пород-коллекторов на состав нефтей. Докл. АН АзССР, 1979, № 3, с. 67—69.
5. Кобранова В. Н. Физические свойства горных пород. — М.: Гостоптехиздат, 1962. — 47 с.
6. Рухин Л. Б. Основы литологии. — М.: Гостоптехиздат, 1960.
7. Султанов А. Д., Таиров Н. Д., Калантаров А. И., Кулиев А. М. Влияние средне-взвешенного размера зерен породы на остаточную водонасыщенность. — Докл. АН АзССР, 1983, № 11, с. 83.
8. Справочное руководство по петрографии осадочных пород. — М.: Гостоптехиздат, 1958. — 90 с.
9. Ханин А. А. Остаточная вода в коллекторах нефти и газа. — Гостоптехиздат, 1963, с. 98—125.

А. И. Калантаров, Н. Д. Таиров

МӘҢСУЛДАР ГАТДА КӘСИЛИШ ҮЗРЭ ГҮМЛУГУҢ ТӘҢИҢ ОЛУНМАСЫ

Мәгаләдә керяк сәһәдләр әсасында сүхур дәнәчикләринин диаметринин орта чәкили өлчүсү ( $d_{cp}$ ) вә лај кәсилишиндәки гүмлулуғ ( $h_p$ ) арасында функционал асыллыгы мөҗҗәйләшдирилмиш вә һәмчинин гүјулары газылмасында харич олан сүхур гырынтыларынын гранулометрик тәркибинин мөҗҗәйләшдирмәклә лај кәсилишиндәки гүмлулуғун һесаблинамасынын ријази модели верилмишдир.

A. I. Kalantarov, N. D. Tairov

TO DETERMINATION OF ARENOSITY ACCORDING TO THE SECTION OF MULTIBEDDED PRODUCTIVE HORIZONS

Basing on the factual material the article gives a functional relation between the weighted average diameter of rock grains and arenosity according to the reservoir section and suggests a mathematical model which allows to evaluate arenosity according to the reservoir section.

$$h_p = \frac{d_{cp}^2}{10} \left( \frac{10}{d_{cp}} \right) = \frac{d_{cp}}{10}$$

$$h_p = \frac{d_{cp}^2}{10} \left( \frac{10}{d_{cp}} \right) = \frac{d_{cp}}{10}$$

УДК 622.276.4

М. Т. АБАСОВ, К. Н. ДЖАЛИЛОВ, Н. Д. ДЖАФАРОВ, Т. Ш. ПАШАЕВА  
**О ВЫТЕСНЕНИИ НЕФТИ РАСТВОРИТЕЛЕМ  
 К СИСТЕМЕ СКВАЖИН**

Одним из обнадеживающих методов увеличения нефтеотдачи пластов является метод вытеснения нефти смешивающимися агентами, в частности растворителями. Экспериментальные и теоретические исследования в этой области опубликованы в [1, 3, 4, 5, 7 и др.], фильтрационные задачи в основном решены для одномерных случаев. При разработке нефтяных месторождений с закачкой различных растворителей большой интерес будут представлять двумерные задачи с использованием различных систем размещения скважин, с учетом неоднородности по проницаемости, площади и мощности залежи.

В настоящей статье рассматривается приближенное решение задачи о движении двух смешивающихся жидкостей различной вязкости в однородном полосообразном пласте с учетом интерференции скважин прямолинейных батарей. Принимается линейный закон фильтрации. Напор на линии нагнетания считается постоянным и равным  $P_k$ . Пласт имеет постоянную мощность и насыщен жидкостью с вязкостью  $\mu_1$ . Пластовая жидкость непрерывно вытесняется растворителем, вязкость которого  $\mu_2$ , причем  $\mu_2 < \mu_1$  (рис. 1). Жидкости полностью растворяются одна в другой. По мере продвижения фронта вытеснения образуются три зоны — вытесняемой жидкости, вытесняющей жидкости и их смеси. Зона смеси характеризуется переменной во времени концентрацией вытесняющей жидкости, согласно которой вязкость меняется по длине зоны смеси. Существуют различные эмпирические зависимости вязкости смеси от вязкости жидкостей  $\mu_1, \mu_2$  и от концентрации вытесняющей жидкости в зоне смеси  $\rho$ . Воспользуемся полуэмпирической формулой Кендалла; [6], которая с учетом выражения для концентрации из [4] принимает вид:

$$\mu_{см} = \mu_2 \left( \frac{\mu_1}{\mu_2} \right)^{\frac{y-h_2}{h_1-h_2}}, \quad (1)$$

где

$$h_1 = h_2 + l(h_2); \quad l(h_2) = G l_0 \left( \frac{h_2}{l_0} \right)^{\alpha}. \quad (2)$$

Здесь  $h_1$  и  $h_2$  — являются расстояниями соответственно переднего и заднего фронтов вытеснения от оси абсцисс, которые изменяются во времени;  $G$  и  $\alpha$  — известные эмпирические величины [4], зависящие от  $\mu^0 = \frac{\mu_1}{\mu_2}$ ;  $l_0$  — некоторая характерная величина, равная

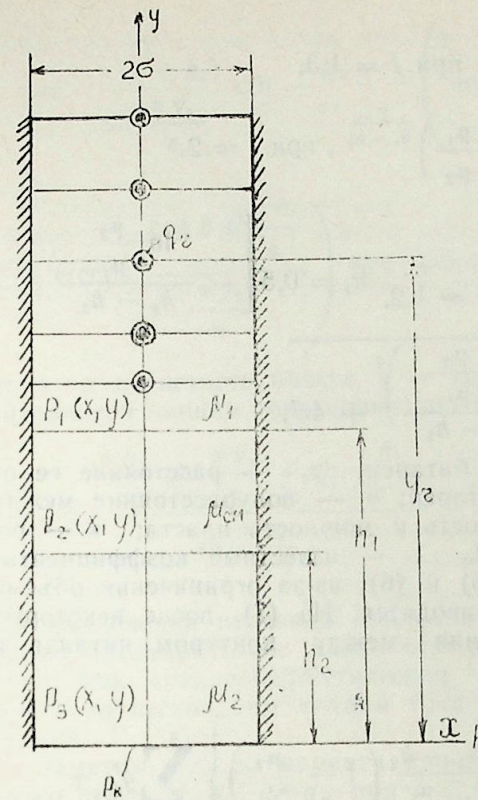


Рис. 1. Модель пласта

в нашем случае радиусу скважины  $r_c$ . Тогда для определения поля давлений следует решать следующую задачу:

$$\frac{\partial^2 P_j}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 P_j}{\partial y^2} = 0; \quad j = 1, 2, 3; \quad (3)$$

$$\frac{\partial^2 P_2}{\partial x^2} + \left( \frac{\mu_1}{\mu_2} \right)^{\frac{y}{h_1-h_2}} \frac{\partial}{\partial y} \left[ \left( \frac{\mu_2}{\mu_1} \right)^{\frac{y}{h_1-h_2}} \frac{\partial P_2}{\partial y} \right] = 0; \quad (4)$$

$$P_j = P_{j+1}; \quad \mu_{j+1} \frac{\partial P_j}{\partial y} = \mu_j \frac{\partial P_{j+1}}{\partial y}, \quad \text{при } y = h_j; \quad j = 1, 2; \quad (5)$$

$$P_1 = \text{const при } y \rightarrow \infty \text{ и } P_3 = P_k \text{ при } y = 0, \quad (6)$$

где  $P_k$  и  $P_j$  — давления соответственно на контуре питания и в произвольной точке  $j$ -й зоны ( $j=1, 2, 3$ ).

Решение задачи (3) — (6) ищется в виде:

$$P_j(x, y) = a_j + b_j v_j(y) + \frac{\mu_1 \alpha_j}{4\pi RH} \sum_{r=1}^n q_r \ln \left[ 2 \left( \text{ch} \frac{\pi(y-y_r)}{\sigma} - \cos \frac{\pi x}{\sigma} \right) \right] + \sum_{r=1}^{\infty} \left( A_{xj} \exp \lambda_{1jx} y + B_{xj} \exp \lambda_{2jx} y \right) \cos \frac{\pi x}{\sigma}, \quad (7)$$

где

$$a_j = \begin{cases} 1, & \text{при } j = 1, \\ 0, & \text{при } j = 2, 3 \end{cases} \quad y_j(y) = \begin{cases} y, & \text{при } j = 1, 3, \\ \left(\frac{\mu_1}{\mu_2}\right)^{\frac{y}{h_1 - h_2}}, & \text{при } j = 2, \end{cases}$$

$$\lambda_{ij} = \begin{cases} (3 - 2i)x, & \text{при } j = 1, 3, \\ \kappa_{1,i}, & \text{при } j = 2, \quad i = 1, 2, \end{cases} \quad \kappa_1 = 0,5 \left[ -\frac{\ln \frac{\mu_2}{\mu_1}}{h_1 - h_2} \pm \sqrt{\left(\frac{\ln \frac{\mu_2}{\mu_1}}{h_1 - h_2}\right)^2 + 4x^2} \right]$$

причем  $q_r$  — дебит скважины  $r$ -й батареи;  $y_r$  — расстояние ее от оси абсцисс;  $n$  — количество батарей;  $\sigma$  — полурасстояние между скважинами;  $\kappa$  и  $H$  — проницаемость и мощность пласта;  $x$  — постоянная величина;  $a_j, b_j, A_{aj}, B_{aj}$  — известные коэффициенты, которые определены из условий (5) и (6), из-за ограничения объема статьи их выражения здесь не приводятся. Из (7), после некоторых упрощений, для перепада давления между контуром питания и скважиной получим:

$$\Delta \bar{P}_s = \left\{ \frac{y_1 - h_1}{\sigma} - \frac{h_2}{\sigma} \frac{\mu_2}{\mu_1} + \frac{h_1 - h_2}{\sigma \ln \frac{\mu_1}{\mu_2}} \left( 1 - \frac{\mu_2}{\mu_1} \right) \right\} \sum_{r=1}^n q_r^* + \frac{1}{\pi} \left( \ln \frac{\sigma}{\pi r_c} - \sum_{r=1}^n 'g_r \ln 2 \operatorname{sh} \frac{\pi |y_s - y_r|}{2\sigma} \right); \quad \Delta \bar{P}_s = \frac{2\kappa H (P_k - P_{cs})}{\mu_1 q_0},$$

$$q_r^* = \frac{q_r}{q_0} \quad (9)$$

Здесь (') показывает, что член  $r=s$  опускается;  $s=1, 2, \dots, n$ ;  $q_0$  — единица измерения дебита;  $P_{cs}$  — давление на забое скважины  $s$ -й батареи,  $y_1$  — расстояние от контура питания до скважины  $n$ -й батареи.

Если принять среднеинтегральное значение вязкости в зоне смеси, выражение для перепада давления при  $n=1$  примет вид:

$$\frac{2\kappa H (P_k - P_{cs})}{\mu_1 q_1} = \frac{y - h_1}{\sigma} + \frac{\mu_{см} h_1 - h_2}{\mu_1 \sigma} + \frac{h_2}{\sigma} \frac{\mu_2}{\mu_1} + \frac{1}{\pi} \ln \frac{\sigma}{\pi r_c} \quad (10)$$

Положение переднего фронта зоны смеси в данном случае по линии тока с углом обводнения  $\theta \left( -\frac{\pi}{2} \leq \theta \leq \frac{\pi}{2} \right)$  определяется во времени формулой [2]:

$$\tau = \frac{\pi (y + h_1)}{\operatorname{sh} \frac{\pi y_1}{\sigma}} \operatorname{cth} \frac{\pi y_1}{\sigma} - \left( \operatorname{arcsin} \frac{\cos \theta \operatorname{sh} \frac{\pi y}{\sigma}}{\operatorname{sh} \frac{\pi y_1}{\sigma}} - \operatorname{arccos} \frac{\cos \theta \operatorname{sh} \frac{\pi h_1}{\sigma}}{\operatorname{sh} \frac{\pi y_1}{\sigma}} \right) \operatorname{tg} \theta; \quad \tau = \frac{\pi q t}{2 m \sigma^2 H}, \quad (11)$$

где  $m$  — пористость пласта,  $t$  — время. Эта формула по главной и нейтральной линиям тока принимает вид:

$$\tau_{PH} = \frac{\frac{\pi h_1}{\sigma} \operatorname{ch} \frac{\pi y_1}{\sigma} \mp \operatorname{sh} \frac{\pi h_1}{\sigma}}{\operatorname{sh} \frac{\pi y_1}{\sigma}}, \quad (12)$$

Для вычисления перепада давления по формулам (9) и (10) необходимо предварительно найти осредненное положение фронта вытеснения, как среднеарифметическое значение положений переднего фронта по нескольким линиям тока для каждого заданного значения времени.

Заметим, что до момента прорыва смеси из скважины получают только нефть, т. е.  $q = q_n$  при  $t \leq t_{пр1}$ , где  $t_{пр1}$  — время прорыва зоны смеси по главной линии тока в скважину. В случае  $t > t_{пр1}$  дебит каждой скважины состоит из дебита нефти  $q_n(t)$  и дебита смеси нефти и растворителя  $q_{см}(t)$ , поэтому  $q = q_n(t) + q_{см}(t)$ . Определение  $q_n(t)$  и  $q_{см}(t)$  не вызывает трудностей, они определяются по известной методике [8] при помощи формул:

$$q_n(t) = q \left( 0,5 - \frac{\theta(t)}{\pi} \right); \quad q_{см}(t) = q \left( 0,5 + \frac{\theta(t)}{\pi} \right), \quad (13)$$

где зависимость  $\theta = \theta(t)$  устанавливается согласно формуле (11). Дебит смеси состоит из нефти и растворителя. Их доли определяются следующим образом. Пусть  $t_k < t_{пр2}$ , где  $t_k$  и  $t_{пр2}$  — время подхода частицы переднего фронта вытеснения жидкости по линии

тока, которая определяется значением  $\theta = \frac{\pi}{2} - \varepsilon$  ( $\varepsilon$  — сколь угодно

малое число), и время прорыва частицы жидкости заднего фронта вытеснения в скважину по главной линии тока соответственно. Область течения разбивается на трубки тока, при этом  $j$ -я трубка тока будет ограничена двумя линиями тока с углами обводнения  $\theta_j$  и  $\theta_{j-1}$

которым соответствуют значения времени  $t_j = t_{пр1} + j \Delta t$  и  $t_{j-1} = t_{пр1} + (j-1) \Delta t$ , где  $\Delta t = \frac{t_k - t_{пр1}}{N}$ ,  $N$  — число трубок тока.

Объем смеси в этом интервале времени вычисляется по следующей формуле:

$$Q_{см}^j = \frac{q (\theta_j - \theta_{j-1})}{\pi} \Delta t$$

В этом объеме количестве нефти и растворителя определяется по среднему в интервале  $\Delta t$  значению концентрации в смеси нефти и растворителя, вычисленные на поверхности скважины. Концентрация нефти в смеси на поверхности скважины во времени определяется по формуле:

$$\rho_H^j(t) = \frac{t_{np2}^j - t}{t_{np2}^j - t_{np1}^j}, \quad t_{np1}^j \leq t \leq t_{np2}^j, \quad (14)$$

где  $t_{np1}^j, t_{np2}^j$  — время прорыва в скважину переднего и заднего фронтов зоны смеси соответственно в  $j$ -й трубке тока. Тогда за промежуток  $\Delta t$  времени через участок  $\theta_j - \theta_{j-1}$  поверхности скважины будет отобрана нефть в объеме  $Q_{н}^j = \rho_{нсп}^j Q_{см}^j$ , а растворителя в объеме  $Q^j = Q_{см}^j - Q_{н}^j$ , где  $\rho_{нсп}^j$  — среднее значение концентрации нефти в смеси. Итак, устанавливается возможность вычисления накопленного объема нефти и растворителя во времени по каждой трубке тока. Средний дебит нефти в каждой трубке тока находится отношением  $\frac{Q_{н}^j}{\Delta t}$ . Если  $t_k > t_{np2}$ , опять получаем анало-

гичные формулы с учетом того, что уже по некоторым трубкам тока будет отбираться только растворитель. После прорыва смеси в скважину по главной линии тока по другим трубкам тока продолжается вытеснение нефти смесью, а смеси растворителем, далее, последовательно до последней трубки тока смесь вытесняется растворителем. С момента полного охвата скважин зоной смеси рассматривается вытеснение смеси растворителем при известном положении раздела их к этому моменту. Изменение забойного давления во времени определяется также осреднением положений фронта нефть — смесь по линиям тока. После прорыва смеси в скважину перепад давления между контуром питания и скважиной вычисляется по следующей формуле:

$$\Delta \bar{P} = \frac{1}{\pi} \sum_{j=1}^N \Delta \bar{P}_j \Delta \theta_j, \quad j = 1, 2, \dots, N, \quad (15)$$

где  $\Delta P_1$  — давление на забое скважины;  $\Delta Q_j$  — радианное выражение центрального угла для  $j$ -й трубки тока. Выражение для средней вязкости в зоне смеси после прорыва имеет вид:

$$\mu_{ср}^j = \frac{\mu_1}{1 - \rho_{\phi}^j(t)} \left[ \frac{\mu_2}{\mu_1} - \frac{1}{\ln \frac{\mu_2}{\mu_1}} - \left( \frac{\mu_2}{\mu_1} \right)^{\rho_{\phi}^j(t)} \frac{1}{\ln \frac{\mu_2}{\mu_1}} \right], \quad (16)$$

где  $\rho_{\phi}^j(t)$  — значение концентрации растворителя на скважине в  $j$ -й трубке тока, зависящее от времени. Длина зоны смеси в трубках тока, где произошел прорыв, находится следующим образом:

$$l_j(t) = l(t_{np1}^j) - \Delta x_1; \quad \Delta x_1 = i \frac{t_{np2}^N - t}{n} \frac{q}{2\sigma H}; \quad t_{np2}^N = \frac{2\sigma H l(t_{np1})}{q}, \quad i = 1, \dots, n.$$

где  $t_{np2}^N$  — время прорыва заднего фронта зоны смеси в скважину в последней трубке тока;  $n$  — число делений интервала времени  $[t_{np1}, t_{np2}]$ ;  $l(t_{np1}), l(t_{np2})$  — длина зоны смеси в  $j$ -й трубке тока в момент времени  $t_{np1}, t_{np2}$  соответственно. Таким образом, зная положение границ раздела жидкостей в каждой трубке тока, применяя для них полученные формулы, можно определить перепад давления между контуром питания и скважиной до и после прорыва зоны смеси в скважину.

Для проведения расчетов были выбраны следующие гипотетические исходные данные:  $\sigma = 50, 100, 200$  (м);  $H = 2$  м;  $r_c = 0,1$  м;  $q = 2,9 \cdot 10^{-4}$  м<sup>3</sup>/с;  $\mu_1 = 5,5 \cdot 10^{-3}, 11,2 \cdot 10^{-3}, 16,5 \cdot 10^{-3}$  (Па·с);  $\mu_2 = 1,1 \cdot 10^{-3}$  Па·с;  $k = 0,5 \cdot 10^{-12}$  м<sup>2</sup>;  $m = 0,2$ ;  $G = 53, 48,35$ ;  $\alpha = 0,107, 0,153, 0,25$ ;  $\mu_0 = 5, 10, 15$ .

Результаты проведенных расчетов представлены на рис. 2, 3 в

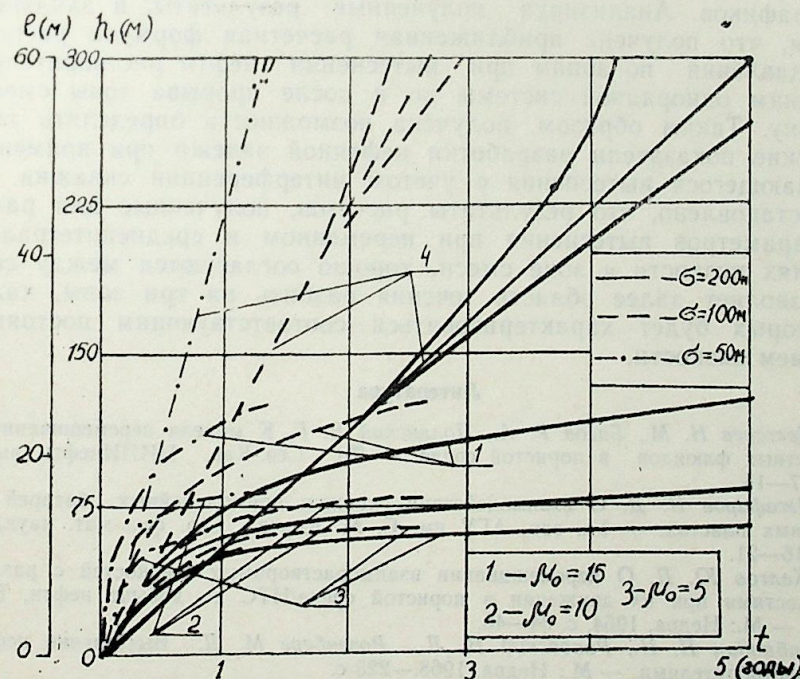


Рис. 2. Изменение длины зоны смеси 1 (кривые 1, 2, 3) и фронта вытеснения  $h_1$  (кривая 4) во времени.

М. Т. Абасов, Г. Н. Чэлилов, Н. Ч. Чэфэров, Т. Ш. Пашаева

### НЕФТИН ҺЭЛЛЕДИЧИ ИЛЭ ГУЖУЛАР СИСТЕМИНЭ СЫХЫШДЫРЫЛМАСЫ

Мәгаләдә өзлүклүкләри мұхтәлиф олан вә бир-бири илә гаршылыгылы һәлл олуна билән ики мајенин бирчинс ләјдә гујуларын дүзхәтли системинә сүзүлмәси мәсәләсинә бахылмышдыр. Истисмар кәстәричиләрини һесабламаг үчүн тапылмыш садә дүстурларә әсасән бир сыра һесабатлар апарылмыш, просеси сәчијјәләндиран вә ләјы истисмары үчүн мараг доғуран нәтичәләр чыхарылмышдыр.

M. T. Abasov, K. N. Djalilov, N. D. Djafarov, T. Sh. Pashaeva

### ABOUT OIL DISPLACEMENT WITH SOLVENT TO A WELLS SYSTEM

The present work considers movement of two miscible fluids with different viscosities in a homogeneous strip reservoir considering interference of wells of rectilinear batteries. The authors obtain simplified formulae for evaluation of development indices before and after the breakthrough of a solvent-oil mixture to wells.

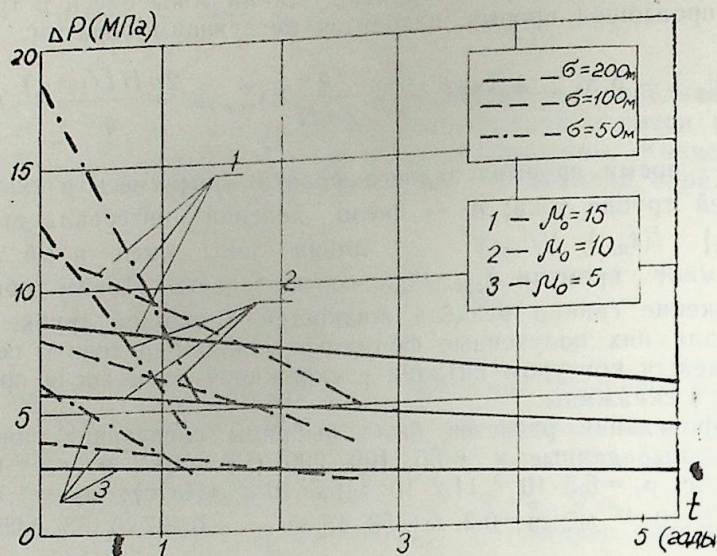


Рис. 3. Изменение перепада давления ( $\Delta P$ ) во времени ( $t$ ).

виде графиков. Анализируя полученные результаты, в заключение отметим, что получена приближенная расчетная формула распределения давления по зонам при вытеснении нефти растворителем к скважинам однорядной системы до и после прорыва зоны смеси в скважину. Таким образом, получена возможность определять технологические показатели разработки нефтяной залежи при применении смешивающегося вытеснения с учетом интерференции скважин. При этом установлено, что результаты расчетов, полученные для различных параметров вытеснения при переменном и среднеинтегральном значениях вязкости в зоне смеси, хорошо согласуются между собой, что позволяет далее область течения разбить на три зоны, каждая из которых будет характеризоваться соответствующим постоянным значением вязкости.

#### Литература

1. Дегтерев Н. М., Багов Р. А., Полянский В. Г. К модели перемешивания разновязкостных флюидов в пористой среде. — Тр. Сев.-Кав. НИПИнефть, вып. 21, 1975, с. 7—15.
2. Джафаров Н. Д. О взаимодействии скважин прямолинейных батарей в однородных пластах. — Уч. зап. АГУ им. С. М. Кирова. Сер. физ.-мат. наук, 1973, № 1, с. 16—21.
3. Желтов Ю. П. О перемешивании взаиморастворимых жидкостей с различными вязкостями при их движении в пористой среде/НТС по добыче нефти, ВНИИ, вып. 24. — М.: Недра, 1964, с. 34—40.
4. Забродин П. И., Раковский Н. Л., Розенберг М. Д. Вытеснение нефти из пласта растворителями. — М.: Недра, 1968.—223 с.
5. Николаевский В. Н. О вытеснении нефти из пласта растворителем. — Нефтяное хозяйство, 1961, № 3, с. 55—59.
6. Основные формулы физики. — М.: ИЛ, 1957.
7. Николаевский В. Н., Розенберг М. Д. Движение двух взаиморастворимых жидкостей в пористой среде. — Изв. АН СССР, ОТН. Мех. и маш., 1959, № 2, с. 64—69.

УДК 622.276.21

Г. И. ДЖАЛАЛОВ

### ПРИТОК УПРУГОЙ ЖИДКОСТИ К СВАЖИНЕ С ЗАДАННЫМ ЗАБОЙНЫМ ДАВЛЕНИЕМ В ТРЕЩИНОВАТО-ПОРИСТОМ ПЛАСТЕ

Движение упругой жидкости к скважине, вскрывающей трещиновато-пористый пласт, с заданным дебитом в точной и приближенной постановках изучено достаточно подробно, а при заданном забойном давлении задача решена только лишь в приближенной постановке [5]. В точной постановке решение этой задачи до сих пор не получено.

Исследование такой задачи представляет собой интерес при решении обратных задач фильтрации, при интерпретации результатов исследования скважин, прослеживании изменения дебита и т. д.

В связи с этим в данной работе предлагается точное решение задачи о притоке упругой жидкости к скважине, пущенной в эксплуатацию с заданным забойным давлением в ограниченном круговом трещиновато-пористом пласте при любых соотношениях проницаемостей и упругоэластичности системы трещин и блоков.

Предположим, что до пуска скважины в эксплуатацию пласт находился в невозмущенном состоянии с давлением  $P_0$ .

В некоторый момент времени ( $t > 0$ ) давление на стенке скважины снижается мгновенно от  $P_0$  до  $P_c$ , которое поддерживается постоянным в течение всего процесса разработки.

Тогда математическая формулировка рассматриваемой задачи может быть представлена в следующем виде: найти функции  $\Phi_1(\xi, \tau)$  удовлетворяющие в данной области  $D = \{1 \leq \xi \leq \xi_k, 0 \leq \tau < \infty\}$ , следующей системе дифференциальных уравнений, граничным и начальным условиям [1]:

$$\left. \begin{aligned} \frac{1}{\xi} \frac{\partial}{\partial \xi} \left( \xi \frac{\partial \Phi_1}{\partial \xi} \right) + \nu_1 (\Phi_2 - \Phi_1) &= \frac{\partial \Phi_1}{\partial \tau} \\ \frac{1}{\xi} \frac{\partial}{\partial \xi} \left( \xi \frac{\partial \Phi_2}{\partial \xi} \right) - \nu_2 (\Phi_2 - \Phi_1) &= \beta \frac{\partial \Phi_2}{\partial \tau} \end{aligned} \right\}, \quad (1)$$

$$\Phi_1 \Big|_{\tau=0} = 1 - P_c; \quad \frac{\partial \Phi_1}{\partial \xi} \Big|_{\xi=\xi_k} = 0; \quad \Phi_1 \Big|_{\xi=1} = 0, \quad (2)$$

где

$$\xi = \frac{r}{R_c}; \quad \tau = \frac{\kappa_1 t}{\beta_1^* \mu R_c^2}; \quad \beta = \frac{\kappa_1 \beta_2^*}{\kappa_2 \beta_1^*}; \quad \nu_1 = \frac{\alpha R_c^2}{\kappa_1};$$

$$\nu_2 = \frac{\alpha \kappa_2^2}{\kappa_2}; \quad \Phi_1 = \bar{P}_1 - \bar{P}_c; \quad \bar{P}_1 = \frac{P_1}{P_0}.$$

Индекс 1 относится к системе трещин, а индекс 2 — к системе пор. Остальные обозначения общепринятые.

Для решения краевой задачи (1)–(2) применим конечное интегральное преобразование Ханкеля вида [7]:

$$H[\Phi_1(p_n, \tau)] = \int_1^{\xi_k} \xi V_0(p_n \xi) \Phi_1(\xi, \tau) d\xi, \quad (3)$$

где  $V_0(p_n \xi)$  есть ядро преобразования и имеет вид:

$$V_0(p_n \xi) = J_0(p_n \xi) Y_{0j}(p_n) - J_0(p_n) Y_0(p_n \xi); \quad (4)$$

$p_n$  — корни характеристического уравнения:

$$J_1(p_n \xi_k) Y_0(p_n) - J_0(p_n) Y_1(p_n \xi_k) = 0, \quad (5)$$

$J_j(Z), Y_j(Z)$  — функции Бесселя 1-го и 2-го рода,  $j$ -го порядка.

Умножим все члены системы уравнений (1) на  $\xi V_0(p_n \xi)$  и проинтегрируем в пределах от 1 до  $\xi_k$ . При этом (1) перейдет в следующую систему обыкновенных дифференциальных уравнений первого порядка:

$$\frac{dH[\Phi_1(p_n, \tau)]}{d\tau} = \nu_1 \{ H[\Phi_2(p_n, \tau)] - H[\Phi_1(p_n, \tau)] - p_n^2 H[\Phi_1(p_n, \tau)] \}, \quad (6)$$

$$\frac{dH[\Phi_2(p_n, \tau)]}{d\tau} = -\nu_2 \{ H[\Phi_2(p_n, \tau)] - H[\Phi_1(p_n, \tau)] - p_n^2 H[\Phi_2(p_n, \tau)] \},$$

Начальные условия примут вид:

$$H[\Phi_1(p_n, \tau)] \Big|_{\tau=0} = \int_1^{\xi_k} (1 - \bar{P}_c) \xi V_0(p_n \xi) d\xi = -\frac{2(1 - \bar{P}_c)}{\pi p_n^2} \quad (7)$$

Решение системы уравнений (6) при условиях (7) имеет вид:

$$H[\Phi_1(p_n, \tau)] = C_1 \exp \lambda_1 \tau + C_2 \exp \lambda_2 \tau, \quad (8)$$

$$H[\Phi_2(p_n, \tau)] = H[\Phi_1(p_n, \tau)] \cdot \left( 1 + \frac{p_n^2}{\nu_1} \right) + \frac{C_1 \lambda_1}{\nu_1} \exp \lambda_1 \tau + \frac{C_2 \lambda_2}{\nu_1} \exp \lambda_2 \tau, \quad (9)$$

где

$$C_1 = -\frac{2(1 - \bar{P}_c)(\lambda_2 + p_n^2)}{\pi p_n^2 (\lambda_2 - \lambda_1)}; \quad C_2 = \frac{2(1 - \bar{P}_c)(\lambda_1 + p_n^2)}{\pi p_n^2 (\lambda_2 - \lambda_1)};$$

$$\lambda_1 = 0,5 \left( -m_1 + \sqrt{m_1^2 - 4m_2} \right) \quad \lambda_2 = -0,5 \left( m_1 + \sqrt{m_1^2 - 4m_2} \right);$$

$$m_1 = (\nu_1 + p_n^2)^{+1/2} (\nu_2 + p_n^2); \quad m_2 = \frac{p_n^2}{\beta} (\nu_1 + \nu_2 + p_n^2).$$

Переход от изображения  $H[\Phi_1(p_n \tau)]$  к их оригиналам  $\Phi_1(\xi, \tau)$  осуществляется по формуле:

$$\Phi_1(\xi, \tau) = \frac{\pi^2}{2} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{P_n^2 J_1^2(P_n \xi_k) V_0(P_n \xi)}{J_0^2(P_n) - J_1^2(p_n \xi_k)} H[\Phi_1(p_n \tau)]. \quad (10)$$

Пользуясь формулой (10), можно определить величину понижения давления соответственно в системах трещин и блоков в любом сечении пласта и при любых значениях времени  $\tau$ .

Общий дебит скважины, состоящий из жидкости, поступающей в скважину из системы трещин и блоков, в безразмерном виде определяется из выражения:

$$\bar{Q} = \xi \left( \frac{\partial \Phi_1}{\partial \xi} + \varepsilon \frac{\partial \Phi_2}{\partial \xi} \right), \quad (11)$$

$$\text{где } \bar{Q} = \frac{Q \mu}{2\pi \kappa_1 h P_0}; \quad \varepsilon = \frac{\kappa_2}{\kappa_1},$$

$$\text{Подставив значения } \Phi_1, \Phi_2 \text{ из (10) в (11) и учитывая тождество } V_0'(p_n \xi) \Big|_{\xi=1} = V_1(p_n \xi) \Big|_{\xi=1} = Y_1(p_n) J_0(p_n) - J_1(p_n) Y_0(p_n) = \frac{2}{\pi p_n}, \quad (12)$$

определяем безразмерный дебит скважины в следующем виде:

$$\bar{Q} = \pi \sum_{n=1}^{\infty} \frac{p_n J_1^2(p_n \xi_k)}{J_0^2(p_n) - J_1^2(p_n \xi_k)} \left\{ H[\Phi_1(p_n \tau)] + \varepsilon H[\Phi_2(p_n \tau)] \right\}. \quad (13)$$

В настоящее время освоение месторождений с большими пластовыми давлениями приводит к настоятельной необходимости всестороннего исследования фильтрационных течений с учетом изменений физических свойств среды и флюида. В этом случае система дифференциальных уравнений (1) и условия (2) принимают вид [2]:

$$\frac{\partial}{\partial t} \left[ m_1(P_1) \rho(P_1) \right] - \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[ r \frac{\kappa_1(P_1) \rho(P_1)}{\mu(P_1)} \frac{\partial P_1}{\partial r} \right] + (-1)^i q = 0, \quad (14)$$

$$P_1 \Big|_{t=0} = P_0; \quad P_1 \Big|_{r=R_c} = P_c; \quad \frac{\partial P_1}{\partial r} \Big|_{r=R_k} = 0, \quad (15)$$

где  $q$  — функция перетока из блоков в трещины, которая определяется формулой [2]:

$$q = F^2 \left[ \int_0^{P_2} \frac{\kappa_2(p) \rho(p)}{\mu(p)} dp - \int_0^{P_1} \frac{\kappa_2(p) \rho(p)}{\mu(p)} dp \right], \quad (16)$$

$F$  — удельная поверхность блоков.

Предположим, что изменение физических параметров от давления происходит по следующему закону [2]:

$$\left. \begin{aligned} \kappa_1(P_1) &= \kappa_{01} \exp[\alpha_\kappa (P_1 - P_0)] \\ \mu(P_1) &= \mu_0 \exp[\alpha_\mu (P_1 - P_0)] \\ \rho(P_1) &= \rho_0 \exp[\alpha_\rho (P_1 - P_0)] \\ m_1(P_1) &= m_{01} [1 + \beta_{c1} (P_1 - P)] \end{aligned} \right\}, \quad (17)$$

$\alpha_\kappa, \alpha_\mu, \alpha_\rho$  — коэффициенты, характеризующие изменения проницаемости пласта, вязкости и плотности жидкости соответственно при изменении давления.

Согласно работе [3, 4, 6], после линеаризации систему уравнений (14) и условие (2) приводим к следующему виду:

$$\beta_0^{2-n} \frac{\partial \bar{p}_1}{\partial T} - \frac{1}{\xi} \frac{\partial}{\partial \xi} \left( \xi \frac{\partial \bar{p}_1}{\partial \xi} \right) + (-1)^i \sigma_1 (\bar{p}_2 - \bar{p}_1) = 0, \quad i = \overline{1, 2} \quad (18)$$

$$\bar{p}_1 \Big|_{T=0} = \rho(P_1) \Big|_{T=0} - \bar{p}(P_c); \quad \bar{p}_1 \Big|_{\xi=1} = 0; \quad \frac{\partial \bar{p}_1}{\partial \xi} \Big|_{\xi=\xi_k} = 0, \quad (19)$$

$$\bar{p}(P_1) = e^{\lambda_1^* \int_{P_0}^{P_1} \varphi(P_1) dP_1}, \quad (20)$$

где

$$T = \frac{\kappa_{02} \beta_{ж} t}{\mu \lambda_2 \beta_2 R_c^2}; \quad \xi = \frac{r}{R_c}; \quad \beta = \frac{\beta_1 \kappa_{02} \lambda_1^*}{\beta_2 \kappa_{01} \lambda_2^*};$$

$$\bar{p}_1 = \bar{p}(P_1) - \bar{p}(P_c); \quad \bar{p}(P_1) = \frac{\rho(P_1)}{\rho_0}; \quad \bar{p}_0 = 1,$$

$$\delta_i = \frac{\alpha K_c^2}{\kappa_{01}} \left( \lambda_1^* / \lambda_2^* \right)^{2-1}; \quad \varphi(P_1) = \frac{\kappa_1(P_1)}{\mu(P_1)};$$

$$\bar{\kappa}_1(P_1) = \frac{\kappa_1(P_1)}{\kappa_1(P_0)}; \quad \bar{\mu}(P_1) = \frac{\mu(P_1)}{\mu(P_0)};$$

Решение задачи (18)–(19) легко трансформируется в решение задачи (1)–(2). При этом в формулах (8)–(10) вместо  $\Phi_1(p_n, \tau)$ ,

$\nu_1, \lambda_1, m_1, \bar{P}_c, \tau, \varepsilon, \bar{Q}$  соответственно нужно принимать:

$$p_1(\bar{P}_n, T); \quad \delta_1; \quad \lambda_1^* = \pm 0,5 \left( -m_1^0 + \sqrt{m_1^0 - 4m_2^0} \right);$$

$$m_1^0 = \frac{1}{\beta_0} (\delta_1 + \mu_n^2) \div (\delta_2 + p_n^2); \quad m_2^0 = \frac{p_n^2}{\beta_0} (\delta_1 + \delta_2 \div p_n^2);$$

$$\bar{p}(P_c); \quad T; \quad \varepsilon^*, \quad \bar{Q}_v,$$

где

$$\varepsilon^* = \frac{\lambda_1 \kappa_2 (P_0)}{\lambda_2^* \kappa_1 (P_0)} ; \bar{Q}_v = \frac{Q_v \mu (P_0) \lambda_1^*}{2 \pi h \kappa_1 (P_0)}$$

Переход от функции  $r_1 (p_n, T)$  к  $P_1 (p_n, T)$  осуществляется с помощью формулы (20).

В дальнейшем планируется решение подобных нелинейных задач при фильтрации реальных газов в деформируемых трещиноватых средах.

#### Литература

1. Баренблатт Г. И., Желтов Ю. П., Кочина Н. Н. Об основных представлениях теории фильтрации однородных жидкостей в трещиновато-пористых породах. — ПММ, 1960. т. 24, вып. 5, с. 852—864.
2. Горбунов А. Т. Разработка аномальных нефтяных месторождений. — М.: Недра, 1981. — 239 с.
3. Джалалов Г. Н., Мамедов А. М. О неустановившейся фильтрации жидкости к несовершенной скважине в трещиновато-пористом пласте. — Изв. АН АзССР. Сер. наук о Земле, 1984, № 4, с. 8—15.
4. Мамедов А. М. Численное решение задачи фильтрации жидкостей и газов в деформируемых трещиновато-пористых пластах. — Изв. АН АзССР. Сер. наук о Земле, 1985, № 2, с. 92—100.
5. Райченко А. М. Фильтрация жидкости к скважине в трещиновато-пористом пласте. Дифференциальное уравнение и прикладные задачи. — Тула, 1986.
6. Чарный Н. А. О методах линеаризации нелинейных уравнений типа уравнений теплопроводности. — Изв. АН СССР, ОТН, 1951, № 6, с. 829—839.
7. Грантер К. Дж. Интегральные преобразования в математической физике. — М.: Гостехиздат, 1956, с. 204.

Г. И. Чалалов

#### ЧАТЛЫ-МЭСАМЭЛИ ЛАДА ЭЛАСТИК МАЈЕНИН ГУЈУДИБИ ТЭЗЈИГИ ВЕРИЛЭН ҺАЛДА ГУЈУЈА АХЫНЫ

Мәгаләдә чат вә блок системларинин кечиричиликләринин вә эластик тутум әмсалларынын ихтијари нисбәтиндә мајенин, мөһдуд даирәви чәглы-мәсамәли јатаг-да сабит гујудибн тәзјиги илә ишләјән гујуја ахыны мәсәләсинин дәгиг һәллиндән бәһс олунур.

G. I. Djalalov

#### ELASTIC FLUID INFLUX TO A WELL WITH GIVEN BOTTOM HOLE PRESSURE IN FRACTURED POROUS RESERVOIR

The article deals with a precise solution of a problem on an elastic fluid influx to a well operating with a given bottom hole pressure in a restricted circular fractured porous reservoir with different ratios of permeabilities and elastic capacities of a system of fractures and blocks.

УДК 622.276.031:532.11.08

Э. Х. АЗИМОВ

#### К УЧЕТУ ИЗМЕНЕНИЯ РЕАЛЬНЫХ СВОЙСТВ ФЛЮИДА И КОЛЛЕКТОРА ПРИ СТАЦИОНАРНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ ДВУХФАЗНЫХ СМЕСЕЙ

Установившаяся изотермическая фильтрация жидкой фазы газированной нефти, так же как и газовой фазы газоконденсатной смеси в пласте по линейному закону, как известно, описывается уравнением:

$$\frac{1}{r} \frac{d}{dr} \left( r \frac{dH}{dr} \right) = 0, \quad (1)$$

где

$$H = \int \varphi (P, \sigma) dP + \text{const}. \quad (2)$$

Здесь, при фильтрации газированной нефти

$$\varphi (P, \sigma) = \frac{\bar{F}_n (\sigma) \bar{K} (P) \bar{h} (P)}{\mu_n (P) \bar{a} (P)},$$

при фильтрации газоконденсатной смеси

$$\varphi (P, \sigma) = \frac{\bar{F}_r (\sigma) \bar{K} (P) \bar{h} (P) \bar{P}}{\mu_r (P) Z (P)} \left[ 1 - C (P) \bar{\gamma} (P) \right] + \frac{F_k (\sigma) S_k (P) \mu_r (P_{пл}) \bar{Z} (P_{пл}) \bar{K} (P) \bar{h} (P)}{\mu_k (P) a_k (P) F_r (\sigma_{пл}) \beta P_{пл}};$$

$$\bar{F}_\sigma = \frac{F (\sigma)}{F (\sigma_{пл})}; \bar{\mu} (P) = \frac{\mu (P)}{\mu (P_{пл})}; \bar{a} (P) = \frac{a (P)}{a (P_{пл})}; \bar{Z} (P) = \frac{Z (P)}{Z (P_{пл})};$$

$$\bar{K} (P) = \frac{K (P)}{K (P_{пл})}; \bar{h} (P) = \frac{h (P)}{h (P_{пл})}; \bar{P} = \frac{P}{P_{пл}};$$

$F (\sigma)$  — относительная фазовая проницаемость для флюида;  $\mu (P)$  — вязкость флюида;  $a (P)$  — объемный коэффициент для нефти или конденсата;  $Z (P)$  — коэффициент сверхсжимаемости газа;  $K (P)$  и  $h (P)$  — соответственно абсолютная проницаемость и работающая мощность пласта;  $\sigma$  и  $\sigma_{пл}$  — соответственно насыщенность пласта нефтью или конденсатом при текущем ( $P$ ) и пластовом ( $P_{пл}$ ) давлении;  $C (P)$  — содержание конденсата в жидкой и газовой фазах в отношении удельных весов конденсата в газовой фазе;  $\bar{\gamma} (P)$  — отношение удельных весов конденсата в жидкой и газовой фазах в нормальных условиях;  $S_k (P)$  — растворимость газа в конденсате;  $\beta$  — температурная поправка.

Индексы «н», «к» и «г» относятся соответственно к нефти, конденсату и газу.

Формула стационарного притока флюида к скважине при этом представляется в виде:

$$q = A (H_{пл}) - H_c, \quad (3)$$

где

$$A = \frac{2 \pi K (P_{пл}) F_n (\sigma_{пл}) h (P_{пл})}{\rho_n (P) a (P_{пл}) \ln r_k / r_c} \quad \text{— для газированной нефти;}$$

$$A = \frac{2 \pi K (P_{пл}) F_g (\sigma_{пл}) h (P_{пл}) \beta P_{пл}}{\rho_g (P_{пл}) Z (P_{пл}) P_{ат} \ln r_k / r_c} \quad \text{— для газоконденсатной смеси.}$$

Здесь  $r_k$  и  $r_c$  — радиусы соответственно контура питания и скважины;  $P_{ат}$  — атмосферное давление;  $q$  — дебит скважины.

Для учета в гидрогазодинамических расчетах влияния изменения физических свойств флюида и коллектора в зависимости от давления и двухфазности потока требуется найти зависимость  $H=H(P)$ . Данному вопросу посвящено большое количество работ [1—12 и др.], в ряде которых искомую зависимость предлагается найти на основе экспериментально определяемых для каждой конкретной залежи кривых фазовых проницаемостей и зависимостей реальных свойств флюида от давления. При этом подынтегральную функцию в (2) предлагается аппроксимировать линейной [1, 2, 4—6 и др.], параболической [1] или степенной [7, 9] функцией давления. Преимуществом такого подхода является возможность количественной оценки изменения каждого параметра и его влияния на результаты гидрогазодинамических расчетов в отдельности. В то же время следует отметить его относительную трудоемкость (поскольку зависимости отдельных параметров от давления не являются универсальными не только для всех залежей, но и даже для всех участков одной залежи) и неполный учет влияния изменения всех параметров. Так, не учитывается изменение абсолютной проницаемости и работающей мощности пласта в зависимости от давления. Причем, если установление и учет влияния изменения первого параметра принципиальных осложнений не вызывает, то учет влияния второго фактора, из-за недостаточной его изученности, представляется затруднительным.

Кроме того, физические свойства флюида и коллектора изменяются, причем весьма существенно, в результате не только снижения пластового давления, но и сопутствующих ему процессов. К их числу могут быть отнесены, например, изменения температуры фильтрующегося потока, влагосодержание газоконденсатной смеси, десорбция газа и др.

Таким образом, при использовании рассматриваемого подхода полный учет изменения физических свойств коллекторов и насыщающих их флюидов в зависимости от снижения давления в пласте и сопутствующих ему процессов представляется сложной, трудоемкой и вряд ли осуществимой вообще задачей. Частичный же учет указанных изменений, ввиду противоположных направлений дей-

ствия отдельных факторов на характер фильтрации, иногда может привести к большим погрешностям, чем их неучет вообще.

В этом отношении эффективными являются методы, позволяющие определять искомую зависимость по данным гидрогазодинамических исследований скважин.

Так, известна методика определения зависимости  $H=H(P)$  по данным исследования нефтяных [3, 10, 12 и др.] и газоконденсатных [5] скважин методом установившихся отборов. Однако применение данной методики сильно ограничивается тем обстоятельством, что она предусматривает исследование скважин при забойных давлениях как ниже, так и выше давления однофазного состояния пластового флюида, что не всегда возможно даже на начальной стадии разработки залежей.

В связи с этим предлагается методика полного учета в гидрогазодинамических расчетах влияния двухфазности потока и всех возможных изменений физических свойств флюида и коллектора в процессе фильтрации по данным исследования скважин при установившихся режимах. Суть предлагаемой методики заключается в том, что любые изменения, происходящие в характере потока, физических свойствах коллектора и насыщающих его флюидов, вызванные снижением давления и сопутствующими ему процессами, непременно отражаются на поведении зависимости коэффициента продуктивности скважины  $q/\Delta P_c$  от депрессии  $\Delta P_c$ . Другими словами, зависимость комплекса физических свойств флюида и коллектора  $\varphi(P, \sigma)$ , а следовательно, и функции от давления, полностью предопределяет характер зависимости коэффициента продуктивности скважин  $q/\Delta P_c$  от депрессии  $\Delta P_c$ . Справедливо будет и обратное утверждение о том, что искомая зависимость  $H=H(P)$  может быть однозначно определена по изменению коэффициента продуктивности скважин от депрессии.

Тогда, исследуя скважину при нескольких установившихся режимах ее работы путем замера дебитов и соответствующих им забойных давлений, можно получить графическое изображение зависимости  $q/\Delta P_c = f(\Delta P_c)$ . Подбором соответствующего аппроксимирующего многочлена и обработкой полученной кривой находится аналитический вид зависимости коэффициента продуктивности скважины от депрессии:

$$\frac{q}{\Delta P_c} = A \left[ 1 + \sum_{i=1}^n b_i (\Delta P_c)^i \right], \quad (4)$$

где  $b$  — коэффициенты, учитывающие двухфазность потока и все возможные изменения физических свойств флюида и коллектора в результате изменения давления в пласте и сопутствующих ему процессов.

Исследуя подобным образом группы скважин, более или менее равномерно расположенных по площади залежи, можно найти средние значения параметров  $A$ ,  $b_1$  и  $n$ , справедливых для всей залежи в целом.

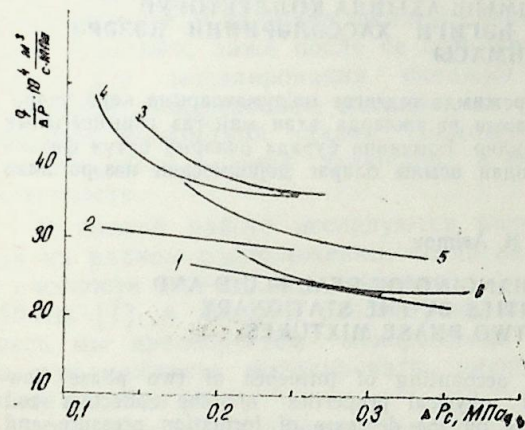
При найденных значениях коэффициентов  $b_1$  и показателя степени полинома  $n$  искомая зависимость функции  $H$  от давления представляется в виде:

Данные исследования скважин и результаты их интерпретации

№ скв.	Дебит нефти, $q \cdot 10^4, \text{ м}^3/\text{с}$	Давление, МПа		Кэфф. продуктивн. скв., $\frac{q}{\Delta P_c} \cdot 10^4, \text{ м}^3/\text{с} \cdot \text{МПа}$	Значение коэффициентов $C_1$	
		забойное $P_c$	пластовое $P_{пл}$		по скважинам $\frac{C_1 \cdot 10^4}{1/\text{МПа}}$	по залежи в целом $\frac{C_1 \cdot 10^4}{1/\text{МПа}} \mid \frac{C_2 \cdot 10^4}{1/(\text{МПа})^2}$
247	5,055 6,386 7,317	8,84 8,77 8,70	9,03	26,61 24,28 21,71	—34,0	0
200	7,051 5,721 3,991	8,88 8,94 8,99	9,13	28,78 30,11 30,70	—21,0	0
49	7,102 8,418 9,338	10,13 10,07 10,04	10,3	41,78 36,60 35,92	—15,8	—99,2
190	8,286 6,576 5,656	6,23 6,32 6,38	6,50	31,15 37,36 48,34	—420,4	785,0
289	6,576 8,154 9,338	6,65 6,45 6,37	6,78	37,58 29,54 27,63	—213,8	297,5
291	5,919 7,628 8,418	6,74 6,62 6,60	7,00	27,40 22,70 23,38	—288,4	451,7

$$H_{пл} - H = (P_{пл} - P) \left[ 1 + \sum_{i=1}^n b_i (\Delta P)^i \right]. \quad (5)$$

Разработанная ниже методика учета двухфазности потока и изменения физических свойств флюида и коллектора в гидрогазодинамических расчетах иллюстрируется на фактическом примере конкретного месторождения. В таблице приведены данные гидродинамических исследований группы скважин горизонта ПК<sub>1</sub> месторождения Нефтяные Камни методом установившихся отборов при забойном и пластовом давлениях ниже давления насыщения нефти газом. На рисунке представлены индикаторные кривые этих же скважин в координатах «коэффициент продуктивности скважин и депрессия». Результаты их обработки, а также средние для залежи значения  $A$  и  $b_1$ , найденные как среднеарифметические, также представлены в таблице, согласно которой конкретная зависимость функции от давления для данной залежи будет иметь вид:



Индикаторные кривые скважин, горизонта ПК<sub>1</sub> месторождения Нефтяные Камни;  
1 — 247; 2 — 200; 3 — 49; 4 — 190; 5 — 289; 6 — 291

$$H_{пл} - H = (P_{пл} - P) [1 - 0,01656 (P_{пл} - P) + 0,02392 (P_{пл} - P)^2].$$

Таким образом, разработана эффективная методика учета влияния двухфазности потока и изменения физических свойств флюида и коллектора на характер стационарной фильтрации в пласте газированной нефти и газоконденсатной смеси по данным гидрогазодинамических исследований скважин методом установившихся отборов.

#### Литература

1. Абасов М. Т., Гасанов Ф. Г., Оруджалев Ф. Г. О фильтрации газоконденсатной смеси. — Докл. АН АзССР, 1966, т. 22, № 4, с. 93—99.
2. Амелин И. Д. К определению параметров пластов по данным исследования скважин, работающих при давлениях ниже давления насыщения. Тр. ВНИИ, 1958, вып. II, с. 224—232.
3. Амелин И. Д. Построение зависимости  $\Delta H \Delta P$  и определение радиуса воронки разгазирования нефти в пласте по данным исследования скважин. — Тр. КФ ВНИИ, 1961, вып. V, с. 3—13.
4. Зиновьева Л. А. Приближенный метод расчета притока газированной нефти к скважинам с учетом реальных свойств пластовых нефтей. — Тр. ВНИИ, 1954, вып. VI, с. 254—269.

5. Кулиев А. М., Азимов Э. Х., Аллавердиев В. Н. Методы определения параметров газоконденсатного пласта по данным газодинамического исследования скважин. — В сб.: «Разработка нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождений». — М.: Наука, 1978, с. 109—118.

6. Кулиев А. М., Аллавердиев В. Н. Определение некоторых характеристик потока и пласта по данным установившейся фильтрации в нем газированной нефти. — Нефтепромысловое дело, 1976, с. 9—11.

7. Мамедов Г. Н. Разработка слабосцементированных нефтяных пластов при режиме растворенного газа. — Баку: Азербешр, 1963. — 110 с.

8. Мирзаджанзаде А. Х. и др. Разработка газоконденсатных месторождений. — М.: Недра, 1967. — 356 с.

9. Пыхачев Г. Б. Подземная гидравлика. — М.: Недра, 1973—360 с.

10. Розенберг М. Д., Боксерман А. А. Об определении добавочных сопротивлений при давлении на контуре выше давления насыщения и забойных давлениях ниже давления насыщения. — Тр. ВНИИ, 1958, вып. XII, с. 172—175.

11. Розенберг М. Д. и др. Фильтрация газированной жидкости и других многокомпонентных смесей в нефтяных пластах. — М., Недра, 1969. — 456 с.

12. Усенко В. Ф. Исследование нефтяных месторождений при давлениях ниже давления насыщения. — М.: Недра, 1967. — 216 с.

Е. Х. Азимов

### ИКИФАЗАЛЫ ГЭРАРЛАШМЫШ АХЫНДА КОЛЛЕКТОРУН ВЭ МАЈЕ-ГАЗ ГАРЫШЫҒЫНЫН ҺӘГИГИ ХАССӘЛӘРИНИН НЭЗӘРӘ АЛЫНМАСЫ

Мәғаләдә гујуларын гәрарлашмыш режимдә тәдғигат мә'луматларына көрә гидрогазодинамики һесабаһларда коллекторларын вә онларда ахан маје-газ гарышығынын икифазалылығынын тәсириндән бәһс едилір. һәмчинин бурада онларын бүтүн физики хаессәләринин лај тәзјигинин азалмасындан асылы оларағ дәјишмәсини нәзәрә алаһ үсул тәклиф едилмишдир.

Е. Н. Asimov

### TO THE ACCOUNT OF CHANGING OF REAL FLUID AND COLLECTOR PROPERTIES BY THE STATIONARY FILTRATION OF TWO PHASE MIXTURES

The article deals with method of accounting of influence of two phase flow and changes of the whole complex of physical properties of the collectors and fluids saturating them in the dependence on the decrease of formation pressure and accompanying processes according to the data of well investigation by the established regimes in the hydro- and gas-dynamic calculations.

УДК 622.276.1/4.001.57

В. С. МАМИЕВ

### МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ СКВАЖИН ПРИ ФИЛЬТРАЦИИ ДВУХФАЗНЫХ СИСТЕМ

Известно, что скважина, вскрывающая нефтяной пласт, — единственный источник информации о характеристике пласта. К этой информации относятся параметры пород и флюидов, необходимые для прогнозирования показателей и проведения гидродинамических расчетов процессов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений. Скважина является источником миграции углеводородов в залежи, даже после ее остановки. Способы, которые используются для моделирования скважин в математической модели, оказывают существенное влияние на результаты решения рассматриваемой конкретной задачи. Поэтому вполне естественно желание строгого учета течения флюидов в стволе скважины и ее малой окрестности.

В данной работе исследуются вопросы моделирования скважин при их рядом расположении, когда за основу взята модель течения в плоскости (X—Z) вертикального сечения пласта. В отличие от работы [1], в которой рассмотрена модель с одиночной скважины, здесь мы пренебрегаем межфазными капиллярными силами, что дает возможность моделировать члены отбора и (или) закачки в более простом виде.

Рассмотрим двухфазную систему с учетом силы тяжести и таких реальных свойств флюидов и пласта, как неоднородность и анизотропия по проницаемости, сжимаемости фаз и пласта. В качестве математической модели используем традиционные уравнения Маскета—Мереса [2], выражающие условия сохранения масс и закон Дарси для нефти и воды и записанные в координатах (X—Z):

$$A \frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{\Phi s_o}{B_o} \right) + \nabla \cdot \left( \frac{\vec{V}_o}{B_o} \right) = \sum_j Q_{oj}(z, t) \delta(x - x_j), \quad (1)$$

$$A \frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{\Phi s_w}{B_w} \right) + \nabla \cdot \left( \frac{\vec{V}_w}{B_w} \right) = \sum_j Q_{wj}(z, t) \delta(x - x_j)$$

$$s_o + s_w = 1,$$

$$V_i = (V_{ix}, V_{iz}),$$

$$V_{iz} = -K_{rl} \cdot W_{iz},$$

$$W_{1\tau} = - \frac{AK_z}{\mu_1} \left( \frac{\partial P}{\partial \tau} - \gamma_1 \right).$$

$l = 0, W; \tau = x, z.$

Здесь индексы «О» и «W» относятся соответственно к нефтяной и водяной фазе;

$x, z$  — координаты;

$t$  — время;

$P(x, z, t)$  — пластовое давление;

$S_1(x, z, t)$  — насыщенность 1-й фазой;

$K_z(x, z, t)$  — компонента тензора проницаемости;

$K_{r1}(S_0)$  — относительная проницаемость 1-й фазы;

$\mu_1(P)$  — вязкость;

$\gamma_1(P)$  — удельный вес;

$B_1(P)$  — объемный коэффициент флюида;

$A(x, z)$  — ширина пласта в направлении  $y$ ;

$V_{1\tau}(x, z, t)$  — компонента вектора скорости  $\vec{V}_1(x, z, t)$ ;

$\Phi(P)$  — пористость пласта;

$\nabla$  — оператор Гамильтона;

$Q_{lj}(z, t)$  — интенсивность отбора  $l$ -й фазы с единицы толщины пласта через скважину с координатой  $x_j$ ;

Естественно, для замыкания этой системы следует задавать граничные условия в зависимости от характера рассматриваемой задачи. В данной работе обсудим различные виды граничных условий с учетом фильтрации флюидов как в пласте, так и в стволе скважины. Предположим, что перфорированная часть какой-либо скважины граничит с точками  $Z_{\min}$  и  $Z_{\max}$ . Эту часть обозначим через  $\Gamma_j$ , а через  $\Gamma$  границу области  $G$  [в ней ищется решение системы (1)], по которой нормальная компонента вектора скорости для всех фаз равна нулю. В случае задачи с одиночной скважиной на границе, представляющей собой поверхность скважины, можно задавать, например, расход нефти на единицу мощности пласта уравнением Дарси в виде:

$$q_0 = \left( 2\pi r K_r \frac{K_{r0}}{\mu_0 B_0} \frac{\partial P}{\partial r} \right) \Big|_{r=r_w} \quad (2)$$

Однако, когда процесс фильтрации моделируется на основе профильной модели, скважина должна быть представлена, как отметили выше, через источники и стоковые члены. Это объясняется тем, что в последнем случае фильтрация флюидов происходит на плоскости  $X-Z$  и пренебрегается фильтрацией в направлении оси  $y$ , что предопределяет невозможным прямой учет граничных условий на скважине.

А теперь перейдем к рассмотрению различных вариантов моделирования членов отбора или закачки в исходной системе (1).

1. Рассмотрим условие заданного расхода нефти или суммарного расхода жидкости на эксплуатационной скважине:

$$Q_{\text{то}}(t) = \int_{z_{\min}}^{z_{\max}} Q_0(z, t) dz, \quad (3)$$

$$Q_{\text{тн}}(t) = \int_{z_{\min}}^{z_{\max}} [Q_0(z, t) + Q_w(z, t)] dt. \quad (4)$$

Ясно, что граничное условие (3) или (4) (пока мы не рассматриваем условия на нагнетательной скважине) недостаточно, чтобы замыкать систему уравнений (1), так как имеется более чем одна пара функций —  $Q_0(z, t)$  и  $Q_w(z, t)$ , которые будут удовлетворять уравнениям (3) и (4). Недостающие условия, необходимые для замыкания системы (1)–(3), условия совместности давлений в пласте с давлением в стволе скважины. Уравнение материального баланса в стволе скважины можно записать в виде:

$$\frac{\partial Q_{\text{oj}}^w(z, t)}{\partial z} + Q_{\text{oi}}(z, t) = 0 \text{ на } \Gamma_j, \quad (5)$$

где  $Q_{\text{oj}}^w(z, t)$  — дебит нефти, приходящийся на длину  $[z, z_{\max}] \subset \Gamma_j$  перфорированной части скважины.

Используя условие

$$Q_{\text{oj}}^w|_{z=z_{\min}} = Q_{\text{toj}},$$

при известном  $Q_{\text{oj}}(z, t)$ , можно интегрировать обыкновенное дифференциальное уравнение (5). Однако функция  $Q_{\text{oj}}(z, t)$ , выражающая интенсивность отбора нефти на единицу мощности и входящая под интеграл, не известна.

Поэтому требуется еще одно уравнение, выражающее течение в вертикальных трубах. Итак, пренебрегая эффектом кинетической энергии, общее падение давления в стволе можно записать так [3]:

$$\frac{\partial P}{\partial z} = \gamma_0 + f_0 \cdot Q_0^w, \text{ на } \Gamma_j \quad (6)$$

где  $\gamma_0$  — удельный вес нефти;  $f_0$  — функция трения, которую можно определить одним из известных методов.

На границе нагнетательной скважины, где нагнетаются флюиды, расход каждой фазы обычно регулируется, и следовательно, известен. Например, можно задавать расход одной фазы (обычно воды) или состав смеси. В обоих случаях известен общий расход  $Q_{\text{тн}}$  для данной нагнетательной скважины. Поэтому, несмотря на то, что  $Q_1$  в системе уравнений неизвестно, аналогично условию (3) или (4), можно задавать:

$$Q_{\text{тн}}^w(t) = \int_{z_{\min}}^{z_{\max}} Q_w(z, t) dz. \quad (7)$$

А уравнение (6) для случая воды может быть выражено так:

$$\frac{\partial P}{\partial z} = \gamma_w + f_w Q_w^w \text{ на } \Gamma_j, \quad (8)$$

где  $\gamma_w$  — удельный вес воды;  $f_w$  — функция трения относительно воды.

Мы получили все необходимые уравнения, позволяющие моделировать условия заданного расхода на скважине.

Из исходной системы уравнений (1) и условий (5) — (7) исключая  $Q_{oj}(z, t)$  и  $Q_{wj}(z, t)$ , в результате имеем:

$$\left. \begin{aligned} A \frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{\Phi s_o}{B_o} \right) + \nabla \cdot \left( \frac{\vec{V}_o}{B_o} \right) &= 0, \\ A \frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{\Phi s_w}{B_w} \right) + \nabla \cdot \left( \frac{\vec{V}_w}{B_w} \right) &= 0, \end{aligned} \right\} \text{в } G \quad (9_1)$$

$$\vec{V}_l \cdot \vec{n} = 0, \quad l = 0, W, \text{ на } \Gamma. \quad (9_2)$$

где

$$\vec{V}_l = (V_{lx}, V_{lz}),$$

$$\vec{V}_{lz} = \sum_j F_l \left( \frac{\partial P}{\partial z} - \gamma_l \right) \delta(x - x_j) + V_{lz}, \quad (10)$$

$$F_l = B_l / f_c. \quad (11)$$

$n$  — вектор нормали к границе  $\Gamma$ .

Эту систему можно было бы получить из исходной (1) путем замены в соответствующей однородной системе  $\vec{V}_l$  на  $\vec{V}_1$ , если рассматриваем отбор нефти до прорыва воды. После прорыва воды можно предложить, видоизменяя (9<sub>2</sub>), следующее уравнение для водяной фазы:

$$A \frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{\Phi s_w}{B_w} \right) + \nabla \cdot \left( \frac{\vec{V}_w}{B_w} \right) + \sum_j \frac{\partial}{\partial z} \left[ \frac{T Q_o}{T Q_w} F_o \left( \frac{\partial P}{\partial z} - \gamma_o \right) \right].$$

$$\delta(x - x_j) = 0, \text{ где } T Q_l = K_{rl} / (\mu_l B_l).$$

2. При задании забойного давления на скважине  $P_{wj}(z, t)$  при качке и (или) отборе уравнение для нефтяной (водяной) фазы для верхней отбирающей точки  $z = z_{min}$  заменяется условием:

$$P(x_j, z_{min}, t) = P_{wj}(z, t).$$

А условие для остальных точек, т. е. когда  $z \in (z_{min}, z_{max})$ , аппроксимируется так же, как это описано выше, при условии заданного расхода, и в результате опять имеем дело с замкнутой системой, чтобы определить насыщенность и давление.

Если не учитывается коэффициент, характеризующий потери на трение, то, согласно уравнению (6), давление в стволе скважины будет распределено гидростатически. В такой постановке скважины можно моделировать, используя методы, аналогичные методу фильтрационных сопротивлений [4].

#### Литература

1. Settari A., Aziz K. A computer model for two phase coning simulation. — Soc. Petrol. Eng. J., 1974, 14, No. 3, p. 221—236.

2. Aziz X., Settari Э. Математическое моделирование пластовых систем.: М.: Недра, 1982.—407 с.

3. Технология и техника добычи нефти. Учебник для вузов/А. Х. Мирзаджанзаде, И. М. Аметов и др. — М.: Недра, 1986.—382 с.

4. Королев А. В. О моделировании скважин при численном решении задач двухфазной фильтрации. — Сб. науч. тр. Всесоюз. нефтегазов. науч.-исслед. ин-та, 1982, вып. 81, с. 49—56.

В. С. Мамиев

#### ИКИФАЗАЛЫ СИСТЕМЛЭРИН ОУЗУЛМЭСИ ЗАМАНЫ ГУЖУЛАРЫН РИЈАЗИ МОДЕЛЛЭШДИРИЛМЭСИ

Магаләдә мухтәлиф вариантлы сөрһәд шәрһләри үчүн гужуларын моделләшдирилмәснә бахылыр. Икифазалы системин тәнликләри ( $X-z$  мүстәвисиндә) вә гужудақы һәрәкәт тәнлији ваһид системә кәтириллр. Алынған систем сүртүнмәни вә гидростаниканы нәзәрә алмагла гужулары ријазин моделләшдирмәјә имкан верир.

V. S. Mamiev

#### MATHEMATICAL SIMULATION OF WELLS UNDER TWO-PHASE SYSTEM FILTRATION

The article deals with the problems of well simulation for different variants of a boundary conditions task. Two-phase system equations written for a profile model ( $X-Z$  plane) and an equation expressing movement in a bore hole are united in one system. The system obtained allows to simulate strictly the members of extraction or injection taking into account a friction loss and hydrostatics as well.

УДК 622.276.038:532.5

Г. И. ДЖАЛАЛОВ, К. Н. ДЖАЛИЛОВ, Р. Н. КАДЫРОВ,  
 Ф. М. МУСТАФЛЕВ

### УСТАНОВИВШАЯСЯ НЕЛИНЕЙНАЯ ФИЛЬТРАЦИЯ ЖИДКОСТИ К СИСТЕМЕ СКВАЖИН В ЗОНАЛЬНО-ОДНОРОДНЫХ ПЛАСТАХ

Как известно, геолого-физические параметры пластов меняются от точки к точке. Во многих случаях осредняя эти параметры по зонам авторы рассматривают задачи о фильтрации жидкостей и газов в зонально-однородных средах [2, 3]. Движение жидкости и газов в пористых средах без учета их реальных свойств было рассмотрено рядом авторов. Аналитические же исследования фильтрационных течений в зонально-однородных деформируемых средах почти отсутствуют, так как решение названных задач наталкивается на серьезные математические трудности. Это связано с тем, что в каждой зоне зависимость фильтрационных параметров среды от давления будет различной и, таким образом, на линиях раздела зон будут иметь место нелинейные условия сопряжения, т. е. решение названных задач сопряжено с необходимостью интегрирования системы нелинейных дифференциальных уравнений. В связи с этим можно указать работу [4], где рассматривается задача об установившемся движении жидкости в прямоугольном пласте, состоящем из двух сообщающихся пропластков с различной проницаемостью и разной зависимостью от давления. При этом принимая проницаемость одного из пластов постоянной и далее линеаризируя линейное условие сопряжения, задачу решали методом Фурье.

Одним из эффективных методов решения подобных задач, как известно, является метод конечных разностей (метод сеток). В связи с этим в данной статье численно, с помощью ЭВМ, изучается гидродинамическое взаимодействие совершенных скважин, эксплуатирующих полосообразный ограниченный зонально-однородный деформируемый коллектор с учетом изменения физических свойств жидкости и породы. Течение жидкости подчиняется нелинейному закону Дарси. Наличие скважин учитывается в основном дифференциальном уравнении с помощью функции Дирака.

Рассматриваемая краевая задача математически формулируется следующим образом: требуется решить систему уравнений [2]:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left[ \xi_{0l} f_l(P) \frac{\partial P_l}{\partial x} \right] + \frac{\partial}{\partial y} \left[ \xi_{0l} f_l(P) \frac{\partial P_l}{\partial y} \right] = \frac{Q_l}{B} \delta(x - x_l) \delta(y - y_l); \quad (1)$$

(l = 1, n)

при следующих условиях:

$$\left. \begin{aligned} P_l &= P_{l+1} \\ \xi_{0l} f_l(P) \frac{\partial P_l}{\partial y} &= \xi_{0l+1} f_{l+1}(P) \frac{\partial P_{l+1}}{\partial y} \end{aligned} \right\} y = h_e \quad (2) \quad \frac{\partial P_l}{\partial y} \Big|_{y=0} = 0; \quad (3)$$

$$\left. \begin{aligned} \frac{\partial P}{\partial x} \Big|_{x=0,2a} &= 0; \end{aligned} \right\} \quad (4) \quad P_{n/y=h_n} = P_0, \quad (5)$$

где

$$f(P) = \frac{\bar{\kappa}_1(P) \rho(P)}{\mu(P)}; \quad \xi_{0l} = \frac{\kappa_{0l} \rho_{0l}}{\mu_{0l}};$$

$\kappa_{0l}, \mu_{0l}, \rho_{0l}$  — соответственно значения проницаемости, вязкости и плотности в l-й зоне при  $P=P_0$ ;  $n$  — количество зон;  $\delta(x)$  — функция Дирака.

Покроем область фильтрации равномерной сеткой:

$\omega_{ij} = \{(x_i = i \Delta h, y_j = j \Delta h), i = 0, N_1, j = 0, N_2\}$  с шагом  $\Delta h$ .

При этом полагаем, что каждая s-ая скважина попадает в узловую точку  $(i_s, j_s)$ . Производные, входящие в дифференциальное уравнение (1), аппроксимируем соответствующими конечно-разностными отношениями [1, 5—7]. Тогда уравнение (1) перейдет в следующее разностное уравнение:

$$f_{i+1/2,j} (P_{i+1,j} - P_{ij}) - f_{i-1/2,j} (P_{ij} - P_{i-1,j}) + (f_{i,j+1/2} (P_{i,j+1} - P_{ij}) - f_{i,j-1/2} \times \\ \times (P_{ij} - P_{i,j-1})) = \frac{Q_e}{b \Delta h^2} \delta_i^{is} \delta_j^{js}, \quad (6)$$

где

$P_{ij}$  — значение давления  $P(x, y)$  в точке  $(x_i, y_j)$ ;

$$f_{\beta+1/2,j} = \frac{1}{2} (\xi_{0j} f_{\beta j} + \xi_{0j} f_{\beta+1,j});$$

$$f_{i,\beta+1/2} = \frac{1}{2} (\xi_{0\beta} f_{i\beta} + \xi_{0\beta+1} f_{i\beta+1});$$

$\delta_{\alpha\beta}$  — символ Кронеккера.

Для того, чтобы аппроксимация условий (2) — (5) имела такой же порядок, как и аппроксимация исходного дифференциального уравнения (1), следуя [7], представим их в следующем виде:

$$f_{i+1/2,j} (P_{i+1,j} - P_{ij}) - f_{i-1/2,j} (P_{ij} - P_{i-1,j}) + f_{i,j+1/2} (P_{i,j+1} - P_{ij}) - f_{i,j-1/2} \quad (7)$$

$$(P_{ij} - P_{i,j-1}) = 0,$$

$$2f_{1,1/2} (P_{11} - P_{10}) = f_{i+1/2,0} (P_{1+1,0} - P) - f_{i-1/2,0} (P_{10} - P_{i-1,0}), \quad (8)$$

$$2f_{i,1/2} (P_{ij} - P_{0j}) = f_{0,j+1} (P_{0,j+1} - P_{0j}) - f_{0,j-1/2} (P_{0j} - P_{0j-1}) \quad (9)$$

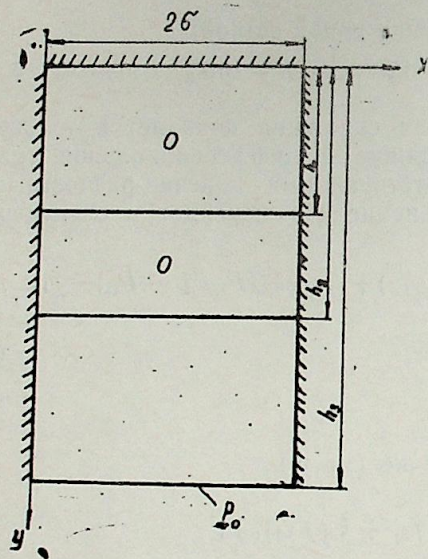
$$2f_{N_1-1/2,j} (P_{N_1,j} - P_{N_1-1,j}) = f_{N_1,j+1/2} (P_{N_1,j+1} - P_{N_1,j}) - f_{N_1,j-1/2} \quad \times \quad (10)$$

$$\times (P_{N,i} - P_{N,i-1}), P_{iN2} = P_0.$$

Сравнивая разностное уравнение (7) с (6), видим, что они совпадают всюду, где нет точек разрыва.

Разностная задача (6)–(10) аппроксимирует краевую задачу (1)–(5) с порядком  $O(\Delta h^2)$ .

Полученная система уравнений является нелинейной относительно  $f_{ij}$ . Рассмотрим конкретный пример. Предположим, что деформируемый пласт, состоящий из трех зон с разными физико-геологическими характеристиками, разрабатывается линейными системами скважин (рисунок). Скважины пробурены в первой и второй зонах, а в качестве закона изменения физических параметров среды и жидкости для каждой зоны были приняты экспоненциальные, как наиболее общие:



Схематическое изображение зонально-однородного пласта

$$f_l = \exp[\alpha_l (P_l - P_0)], \quad (l = \overline{1,3}),$$

Для решения системы (6)–(10) применялся метод верхней релаксации с итерацией [5, 6]:

$$P_{ij}^v = P_{ij}^{v-1} + \omega (P_{ij}^v - P_{ij}^{v-1}), \quad (1 \leq \omega \leq 2),$$

$v$  — номер итерации.

Расчеты проводились на ЭВМ ЕС-1033 при следующих значениях параметров  $\Delta h$  и  $\omega$ :

$\Delta h = 10$  м, 25 м, 50 м;  $\omega = 1,2; 1,4; 1,6; 1,8; 2$ .

Время решения одного варианта при оптимальном значении  $\omega = 1,2$  составило около двух минут при  $v = 10 \div 20$ . С целью более точного определения забойного давления найденные значения давления на узле скважины корректировались по методу, изложенному в [1].

Для сравнения использовались также и другие методы решения, например, метод Ньютона и метод установления.

В табл. 1 приведены результаты расчетов в предположении, что скважина работает только в первой зоне и следующих вариантах исходных данных:

I вариант  $\kappa_{01} = 0,051 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$   $\kappa_{02} = 0,306 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$ ;  
 $\kappa_{03} = 0,402 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$   $\alpha_1 = 2 \cdot 10^{-8} \text{ 1/Па}$ ;  
 $\alpha_2 = 4 \cdot 10^{-8} \text{ 1/Па}$ ;  $\alpha_3 = 3 \cdot 10^{-8} \text{ 1/Па}$ ;

II вариант  $\kappa_{01} = \kappa_{02} = \kappa_{03} = 0,051 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$   
 $\alpha_1 = 2 \cdot 10^{-8} \text{ 1/Па}$ ;  $\alpha_2 = 4 \cdot 10^{-8} \text{ 1/Па}$ ;  $\alpha_3 = 3 \cdot 10^{-8} \text{ 1/Па}$ ;

и  $\mu_c = 0,5 \cdot 10^{-3} \text{ Пас}$ ;  $b = 20 \text{ м}$ ,  $h_1 = 250 \text{ м}$ ,  
 $h_2 = 550 \text{ м}$ ,  $h_3 = 950 \text{ м}$ ,  $2\sigma = 400 \text{ м}$ ,  $x_1 = \sigma$ ,  $y_1 = 150 \text{ м}$  для обоих вариантов.

Таблица 1

Распределение безразмерного давления вдоль линии  $\sigma$

$y, \text{ м}$	$\bar{P} = \frac{P(x,y)}{P_0}$			
	I вариант		II вариант	
0	0,853	0,852	0,563	0,573
50	0,851	0,850	0,560	0,570
100	0,841	0,840	0,548	0,550
150	0,694	0,681	0,364	0,336
200	0,869	0,870	0,576	0,589
250	0,890	0,889	0,619	0,635
300	0,896	0,896	0,657	0,671
350	0,900	0,901	0,692	0,702
400	0,905	0,905	0,725	0,732
450	0,909	0,909	0,756	0,760
500	0,913	0,913	0,785	0,787
550	0,917	0,917	0,812	0,813
600	0,925	0,925	0,838	0,838
650	0,936	0,936	0,863	0,863
700	0,947	0,947	0,887	0,887
750	0,957	0,957	0,910	0,910
800	0,968	0,968	0,933	0,933
850	0,979	0,979	0,956	0,956
900	0,989	0,989	0,978	0,978
950	1	1	1	1

Таблица 2

	$\kappa_{01} \cdot 10^{12}$ м <sup>2</sup>	$\kappa_{02} \cdot 10^{12}$ м <sup>2</sup>	$\kappa_{03} \cdot 10^{12}$ м <sup>2</sup>	$\alpha_1 \cdot 10^8$ 1/Па	$\alpha_2 \cdot 10^8$ 1/Па	$\alpha_3 \cdot 10^8$ 1/Па	$\frac{P_{c1}}{P_0}$	$\frac{P_{c2}}{P_0}$	$\Delta, \%$
1	0,051	0,306	0,102	2	8	3	0,88	0,98	
	0,052	0,306	0,102	4,3	4,3	4,3	0,87	0,98	1,0
2	0,049	0,065	0,014	14	18	11	0,87	0,90	
	0,049	0,065	0,014	14,3	14,3	14,3	0,87	0,91	1,0
3	0,041	0,166	0,342	2,9	0,76	0,1	0,81	0,95	
	0,041	0,166	0,342	1,25	1,25	1,25	0,82	0,95	1,0
4	0,041	0,166	0,342	2,6	0,6	18	0,89	0,97	
	0,041	0,166	0,342	7,1	7,1	7,1	0,88	0,97	1,0

Табл. 2 составлена при следующих данных:  $h_1=150$  м,  $h_2=600$  м,  $h_3=1200$  м,  $x_{1,2}=200$  м,  $y_1=100$  м,  $y_2=500$  м.

Второй столбец в табл. 1 и вторая строка в табл. 2 для каждого варианта рассчитаны при среднеарифметических значениях коэффициента  $\alpha$  для трех зон, а в столбце  $\Delta$  показана максимальная относительная погрешность (в %) такой замены. В табл. 2 приведены значения безразмерного давления только у забоя скважин, так как именно там образуется наибольшее расхождение. Из сопоставления результатов расчетов помимо прочего можно сделать вывод о том, что в качестве коэффициента  $\alpha_c$  характеризующего изменения физических свойств среды и жидкости, можно взять некоторую среднюю величину его, одинаковую для всех зон. Такой подход позволяет линеаризовать нелинейные условия сопряжения на линиях разделов зон и использовать известные решения и подходы для гранулярных сред как при решении подобных задач, так и при решении задач движения границы нефть—вода в кусочно-однородных одно- и многопластовых месторождениях с трещиноватыми коллекторами.

#### Литература

1. Вахитов Г. Г. Разностные методы решения задач разработки нефтяных месторождений. — Л.: Недра, 1970.
2. Голубев Г. В., Тумашев Г. Г. Фильтрация несжимаемой жидкости в неоднородной пористой среде. — Казань: Изд. КГУ, 1972. — 195 с.
3. Джалилов К. Н., Джалилов Г. И. О взаимодействии систем скважин в залежи, состоящей из однородных по проницаемости участков. — Докл. АН АзССР, 1976, № 3.
4. Кац Р. М. Нелинейные установившиеся фильтрации жидкости в слоистом пласте. — Механика жидкостей и газа, 1972, № 1, с. 180—186.
5. Самарский А. А., Андреев В. Б. Разностные методы для эллиптических уравнений. — М.: Наука, 1976.
6. Самарский А. А., Николаев Е. С. Методы решения сеточных уравнений. — М.: Наука, 1978.
7. Фрязинов И. В. О разностной аппроксимации граничных условий для третьей краевой задачи. — ЖВМ и МФ, 1964, т. 4, № 6.

Г. И. Чалалов, Г. Н. Чэлилов,  
Р. Н. Гэдилов, Ф. М. Мустафаев

#### ЗОНАЛАР ҮЗРЭ БИРЧИНС ЛАЈЛАРДА МАЈЕНИН ГУЈУЛАР СИСТЕМИНЭ ГЭРАРЛАШМЫШ ГЕЈРИ-ХЭТТИ СУЗҮЛМЭСИ

Мэгалэдэ мұхтэлиф кечиричиликли зоналардан ибарэт золагвари деформасија олуна билэн јатагларда сыхылан мајенин гујулар системинэ гэрарлашмыш сүзүлмэси мäsэлесинин соилу фэрглэр үсулуниун көмөји илэ ЕНМ-да эдэди һэллине бахылмыш-дыр.

Һесабатын нэтичэлэринэ эсасэн зоналары ајыран хэттлэр үзэриндэки гејри хэтти сэрһэд шэртлэринин хэттилэшдирилмэсинин мүмкүнлүјү исбат едилмишдир ки, бу да белэ тип мäsэлэлэрин аналитик үсулла һэллине имкан јарадыр.

G. I. Djalalov, K. N. Djalilov, R. N. Kadirov,  
F. M. Mustafaev

#### STEADY NON-LINEAR FLUID FILTRATION TO WELL SYSTEM IN ZONELY HOMOGENEOUS RESERVOIRS

The authors numerically solve by a computer a problem of compressed fluid filtration to a well system in strip-like limited deformed reservoirs consisting of several zones having different permeabilities and different pressure dependence.

The possibility to change a rheological coefficient of each zone to its average value on a reservoir, that allows to linearize non-linear conditions of conjugation in the lines of a division zone, is shown.

УДК 539.375:

Э. Т. МАМЕДОВА

#### РЕШЕНИЕ ОДНОЙ ЗАДАЧИ ОПТИМАЛЬНОГО УПРАВЛЕНИЯ ПРОЦЕССА ТЕПЛОПЕРЕНОСА В НЕФТЯНОМ ПЛАСТЕ

Известно, что поддержание пластового давления, гидравлический разрыв пласта, обработка призабойной зоны скважин различными реагентами и другие методы позволяют повысить средний коэффициент извлечения нефти до 50% от первоначального запаса. Из этих методов наиболее широко применяется обычное заводнение. При этом случаи площадного и очагового заводнения позволили значительно увеличить коэффициент нефтеотдачи. Однако применяемые методы воздействия все же не решают проблему полного пользования абсолютных запасов, особенно залежей, характеризующихся плохими коллекторскими свойствами и содержащие неэкономические нефти.

Поэтому перед исследователями стояла важная задача изыскать новые пути увеличения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти.

Одним из новых разрабатываемых методов повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти является метод теплового воздействия на нефтяные пласты.

Следует отметить, что наиболее рациональным среди тепловых методов является термозакачка, т. е. закачка горячей воды или водяного пара в нефтяной пласт.

Различными исследованиями показано, что в зависимости от реальных свойств нефтей и коллектора существует определенное температурное поле в пласте, создание которого способствует достижению более полного извлечения нефти [1, 2].

Таким образом, поскольку такие важнейшие технологические показатели, как коэффициент нефтеотдачи и дебит скважины, существенным образом зависят от температурного поля, то одним из актуальных вопросов при термозакачке является управление температурным режимом в пласте.

В данной статье решается одна задача оптимального управления для уравнения теплопроводности с конвективным членом, характеризующего распределение тепла в нефтяном пласте. Предполагается, что рассматриваемый пласт эксплуатируется с применением термозакачки.

В некоторых предположениях процесс распространения тепла в плоско-радиальном случае по схеме «сосредоточенной емкости» описывается следующей задачей математической физики в безразмерных величинах:

$$\frac{\partial u}{\partial \tau} + \frac{q(\tau)}{x} \cdot \frac{\partial u}{\partial x} = \frac{1}{x} \cdot \frac{\partial}{\partial x} \left( x \frac{\partial u}{\partial x} \right) - \beta(\tau) u(x, \tau), \quad (1)$$

$$(x, \tau) \in G = \{x_c < x < 1, 0 \leq \tau \leq \tau^* < +\infty\},$$

$$u(x, 0) = \Phi(x), x_c < x < 1, \quad (2)$$

$$u(x_c(\tau) - \frac{x_c}{q(\tau)} \cdot \frac{\partial u(x_c(\tau))}{\partial x} = \varphi(\tau), 0 \leq \tau \leq \tau^*, \quad (3)$$

$$u(1, \tau) = 0, 0 \leq \tau \leq \tau^*, \quad (4)$$

где  $u(x, \tau) = \frac{T(r, t) - T_0}{T_0}$ ,  $x = \frac{r}{R}$ ;  $\tau = \frac{\lambda t}{cR^2}$  — параметр Фурье;

$$q(\tau) = \frac{Q(t) c_{ж}}{2\pi h \lambda} \text{ — параметр Пекле;}$$

$$\beta(\tau) = \frac{2\alpha(t) R^2}{\lambda h} \text{ — параметр Нуссельта;}$$

$$\Phi(x) = \frac{f(r) - T_0}{T_0}; \varphi(\tau) = \frac{f_1(t) - T_0}{T_0}; x_c = \frac{R_c}{R};$$

$T(r, t)$  — средняя по мощности температура пласта;

$c, \lambda$  — соответственно объемная теплоемкость и теплопроводность насыщенной жидкостью пористой среды;

$c_{ж}$  — объемная теплоемкость жидкости;

$h, R_c, R$  — соответственно мощность пласта, радиус скважины и радиус тепловоздействия;

$\alpha(t)$  — коэффициент теплоотдачи;

$f(r)$  — начальное распределение температуры пласта;

$f_1(r)$  — температура закачиваемой горячей воды в забое скважин.

Рассматривается следующая задача оптимального управления: в допустимых пределах регулировать температуру закачиваемой жидкости так, чтобы в момент времени  $\tau = \tau^*$  среднеквадратическое отклонение температуры пласта  $u(x, \tau)$  от желаемого распределения  $u^*(x)$  было минимальным, т. е. необходимо найти управляющую функцию  $\varphi(\tau)$  удовлетворяющую (1)–(4), ограничению

$$\varphi_{\min} \leq \varphi(\tau) \leq \varphi_{\max} \quad (5)$$

и минимизирующую функционал

$$J(\varphi) = \int_{x_c}^1 [u(x, \tau^*) - u^*(x)]^2 x dx; \quad (6)$$

функция  $q(\tau)$ ,  $\beta(\tau)$  будем считать непрерывными и  $q(\tau) > 0$ ,  $\beta(\tau) \geq 0$  на  $[0, \tau^*]$ , а  $u^*(x) \in L_2(x_c, 1)$  — заданная функция.

Оптимальное управление будем искать в множестве измеримых функций, удовлетворяющих почти всюду на  $[0, \tau^*]$  условию (5). Обозначим это множество через  $U$ . Существование оптимального управления следует непосредственно из слабой полунепрерывности

снизу функционала  $J(\varphi)$  и из слабой компактности допустимо множества  $U$  [3].

Чтобы управление  $\varphi(\tau) \in U$  в задаче (1)–(6) было оптимальным, необходимо и достаточно выполнение условия [4]:

$$H(u, v, \varphi(\tau)) = \sup H(u, v, \varphi) \text{ п. в. на } [0, \tau^*], \quad (7)$$

где

$$H(u, v, \varphi) = q(\tau) v(x_c, \tau) \varphi$$

и  $v(x, \tau)$  — решение задачи:

$$-\frac{\partial v}{\partial \tau} - \frac{q(\tau)}{x} \cdot \frac{\partial v}{\partial x} = \frac{1}{x} \cdot \frac{\partial}{\partial x} \left( x \frac{\partial v}{\partial x} \right) - \beta(\tau) v(x, \tau),$$

$$(\tau, \tau) \in G_1 = \{x_c < x < 1, 0 \leq \tau < \tau^*\},$$

$$v(x, \tau^*) = -2[u(x, \tau^*) - u^*(x)], \quad (8)$$

$$\frac{\partial v(x_c, \tau)}{\partial x} = 0, v(1, \tau) = 0,$$

соответствующее  $\varphi = \varphi(\tau)$

Итак, отыскание оптимального управления  $\varphi(\tau) \in U$  сводится к решению двух краевых задач: прямой — (1)–(4) и сопряженной — (8) с удовлетворением условия (7).

Рассмотрим сначала частный случай  $q(\tau) = q = \text{const}$ . В этом случае использованием методов математической физики [5–7] решение задачи (1)–(4) при каждом фиксированном  $\varphi(\tau) \in U$  получается в виде:

$$u(x, \tau) = x^n \exp \left[ - \int_0^\tau \beta(\xi) d\xi \right] \sum_{k=1}^{\infty} a_k V_n(\mu_k x) \exp(-\mu_k^2 \tau) - \frac{2\pi n x^n}{x_c^{n+1}} \exp \left[ - \int_0^\tau \beta(\xi) d\xi \right] \sum_{k=1}^{\infty} \left\{ \frac{\mu_k J_n(\mu_k) J_{n+1}(\mu_k x_c) V_n(\mu_k x)}{J_{n+1}^2(\mu_k x_c) - J_n^2(\mu_k)} \right\} \times \int_0^\tau \varphi(\xi) \exp[\mu_k^2 \xi + \int_0^\xi \beta(t) dt] d\xi + \omega(x, 0) \varphi(\tau). \quad (9)$$

где

$$\omega(x, 0) = 0, x_c < x \leq 1; \omega(x, 0) \neq 0, x = x_c,$$

$$\omega(x, 0) = 1 - x^{2n} + \frac{2\pi n x^n}{x_c^{n+1}} \sum_{k=1}^{\infty} \frac{J_n(\mu_k) J_{n+1}(\mu_k x_c) V_n(\mu_k x)}{\mu_k [J_{n+1}^2(\mu_k x_c) - J_n^2(\mu_k)]},$$

$$a_k = \frac{\pi^2 \mu_k^2 J_{n+1}^2(\mu_k x_c)}{2 [J_{n+1}^2(\mu_k x_c) - J_n^2(\mu_k)]} \cdot \int_{x_c}^1 \Phi(x) x^{1-n} V_n(\mu_k x) dx,$$

$$V_n(\mu_k x) = J_n(\mu_k x) Y_n(\mu_k) - J_n(\mu_k) Y_n(\mu_k x),$$

$\mu_n$  — положительные корни уравнения

$$J_{n+1}(\mu x_c) Y_n(\mu) - J_n(\mu) Y_{n+1}(\mu x_c) = 0,$$

$J_n$  — функция Бесселя  $n$ -го порядка;

$Y_n$  — функция Неймана  $n$ -го порядка;  $n=q/2$ .

Решение сопряженной задачи:

$$v(x, \tau) = 2x^{-n} \exp\left[-\int_0^{\tau^*-\tau} \beta(\xi) d\xi\right] \sum_{k=1}^{\infty} b_k V_n(\mu_k x) \exp[-\mu_k^2(\tau^* - \tau)], \quad (10)$$

где

$$b_k = \frac{\pi^2 \mu_k^2 J_{n+1}(\mu_k x_c)}{2 [J_{n+1}^2(\mu_k x_c) - J_n^2(\mu_k)]} \int_{x_c}^1 [u^*(x) - u(x, \tau^*)] x^{1+n} V(\mu_k x) dx.$$

В случае  $q(\tau) \neq \text{const}$  для решения задач (1)–(4) и [8] применим метод конечных разностей.

В области  $G$  введем неравномерную пространственно-временную сетку:

$$\bar{Q}_{ij} = \{(x_i, \tau_j) : x_{i+1} = x_i + h_{i+1}, i = 0, 1, \dots, N-1, x_0 = x_c, x_N = 1;$$

$$\tau_{j+1} = \tau_j + \Delta \tau_{j+1}, j = 0, 1, \dots, M-1; \tau_0 = 0, \tau_M = \tau^*\}$$

Тогда краевую задачу (1)–(4) на сетке  $\bar{Q}_{ij}$  можно аппроксимировать [8] следующей разностной задачей:

$$\frac{u_{i,j+1} - u_{i,j}}{\Delta \tau_{j+1}} + \frac{q_{i+1}}{x_i} \cdot \frac{u_{i,j+1} - u_{i-1,j+1}}{h_1} = \frac{1}{x_i h_1} \left( x_{i+1/2} \frac{u_{i+1,j+1} - u_{i,j+1}}{h_{i+1}} - \right.$$

$$\left. - x_{i-1/2} \frac{u_{i,j+1} - u_{i-1,j+1}}{h_1} \right) - \beta_{j+1} u_{i,j+1}, i = 1, 2, \dots, N-1, j = 1, 2, \dots, M; \quad (11)$$

$$u_{i,0} = \Phi_i, i = 0, 1, 2, \dots, N;$$

$$u_{0,j} - \frac{x_0}{q_j} \cdot \frac{u_{1,j} - u_{0,j}}{h_1} = \varphi_j, j = 0, 1, 2, \dots, M;$$

$$u_{N,j} = 0, j = 0, 1, 2, \dots, M.$$

где

$$x_{i-1/2} = \frac{x_{i-1} + x_i}{2}, x_{i+1/2} = \frac{x_i + x_{i+1}}{2}, \bar{h}_1 = \frac{h_c + h_{i+1}}{2}, u_{i,0} = u(x_i, \tau_j)$$

Аналогично пишется разностная задача, аппроксимирующая задачу (8):

$$\frac{v_{i,j+1} - v_{i,j}}{\Delta \tau_{j+1}} - \frac{q_j}{x_i} \cdot \frac{v_{i+1,j} - v_{i,j}}{h_{j+1}} = \frac{1}{x_i h_1} \left( x_{i+1/2} \frac{v_{i+1,j+1} - v_{i,j+1}}{h_{i+1}} - \right.$$

$$\left. - x_{i-1/2} \frac{v_{i,j+1} - v_{i-1,j+1}}{h_1} \right) - \beta_j v_{i,j}, i = 1, 2, \dots, N-1; j = M-1, M-2, \dots, 0; \quad (12)$$

$$v_{i,M} = -2[u_{i,M} - u_i^*], i = 0, 1, 2, \dots, N; v_{0,j} = v_{N,j} = 0, j = M, M-1, \dots, 0.$$

Задачи (11), (12) при фиксированном  $\varphi_j$  ( $j=0, 1, \dots, M$ ) решаются методом прогонки. Причем решение задачи (12), как видно из схемы, необходимо начать со слоя  $j=M-1$ . Связь между управлением  $\varphi(\tau)$  и функциями  $u(x, \tau)$ ,  $v(x, \tau)$  определяется из (9), (10) при  $q(\tau) = \text{const}$  или из решения разностно-краевых задач (11), (12), если  $q(\tau) \neq \text{const}$ .

Таким образом, поставленная задача оптимального управления (1)–(6) сводится к решению задачи (9), (10), (7) или (11), (12), (7), которую решаем, используя метод условного градиента [9]. Конечно-разностный вариант этого метода, для  $\varphi(\tau) \in U$ , имеет вид:

$$\varphi_j^{(n+1)} = \varphi_j^{(n)} + \alpha_n (\varphi_j^{(n)} - \varphi_j^{(n)}), n = 0, 1, 2, \dots \quad (13)$$

вспомогательные приближения  $\bar{\varphi}_j^{(n)}$  определяются из условия максимума по  $\varphi$  функции  $H(u^{(n)}, v^{(n)}, \varphi) = q\tau v^{(n)}(x_c, \tau) \varphi(\tau)$  по формуле:

$$\bar{\varphi}_j^{(n)} = \frac{\varphi_{\max} + \varphi_{\min}}{2} + \frac{\varphi_{\max} - \varphi_{\min}}{2} \text{sign}(H_{\varphi}^{(n)})_j, \quad (14)$$

где  $\text{sign } x = \frac{x}{|x|}$ ; при  $x \in R$ ,  $x \neq 0$  и  $\text{sign } 0 = 0$ ;

$$(H_{\varphi}^{(n)})_j = \left( \frac{\partial H}{\partial \varphi} \right)_j^{(n)} = v_{0,j}^{(n)}, \quad (15)$$

а параметры (шаги градиентного метода)  $\alpha_n$  ( $n=0, 1, 2, \dots$ ) выбираются из условия монотонного убывания функционала  $J(\varphi)$  методом пополам. Приближенное значение функционала  $J^{(n)}$  вычисляется из выражения (6) по формуле Симпсона.

Составим алгоритм решения задачи оптимального управления (1)–(6) для случая сведения ее к задаче (11), (12), (7).

1. Задавая в качестве нулевого начального приближения некоторое допустимое управление  $\varphi_j^{(0)}$ ; в разностной задаче (11) вместо  $\varphi_j$  подставляется  $\varphi_j^{(0)}$  и решается относительно  $U_{i,j}^{(n)}$ .

2.  $U_{i,M}^{(n)}$  подставляя в задачу (12), находим  $V_{i,j}^{(n)}$  а затем определяем  $(H_{\varphi}^{(n)})_j$ ,  $\bar{\varphi}_j^{(n)}$  и  $J^{(n)}$  соответственно по формулам (15), (14), (6).

3. Взяв  $\alpha_n = 1$ , строим приближение  $\varphi_j^{(n+1)}$  по формуле (13).

Проверяется условие монотонности функционала  $J^{(n+1)} \leq J^{(n)}$ , в случае его нарушения величина  $\alpha_n$  дробится (делением пополам) и вычисляются  $\varphi_j^{(n+1)}$  и  $J^{(n+1)}$  до тех пор, пока не восстановится монотонность.

4. Проверяется условие окончания счета:  $J^{(n)} - J^{(n+1)} \leq \varepsilon$ , где  $\varepsilon$

— заданное число. Если это условие выполняется, то  $\varphi_j^{(n)}$  ( $j=0, 1, 2, \dots, M$ ) считается приближенным решением задачи (1)—(6), в противном случае, итерационный процесс продолжается.

#### Литература

1. Аббасов А. А. Гидродинамические и экспериментальные исследования вопросов, связанных с применением термического метода воздействия. — Баку: Изд-во АН Азерб. ССР, 1966.
2. Шейнман А. Б., Милофеев Г. Е., Сергеев А. И. Воздействие на пласт теплоем при добыче нефти. — М.: Недра, 1969.
3. Егоров Ю. В. Некоторые задачи оптимального управления. — ЖВМ и МФ, 1963, 3, № 5.
4. Егоров А. И. Об условиях оптимальности в одной задаче управления процессом теплопередачи. — ЖВМ и МФ, 1972, 12, № 3.
5. Тихонов А. Н., Самарский А. А. Уравнения математической физики. — М.: Наука, 1972.
6. Кошляков Н. С., Глинер Э. Б., Смирнов М. М. Основные дифференциальные уравнения математической физики. — М.: Физматгиз, 1962.
7. Арсенин В. Я. Методы математической физики и специальные функции. — М.: Наука, 1974.
8. Самарский А. А. Теория разностных схем. — М.: Наука, 1977.
9. Васильев Ф. П. Методы решения экстремальных задач. — М.: Наука, 1981.

Е. Т. Мәммәдова

#### НЕФТ ЛАҲЫНДА ИСТИЛИК МУБАДИЛӘСИ ПРОСЕСИНӘ АИД БИР ИДАРӘЕТМӘ МӘСЭЛӘСИНІН ҺӘЛЛИ

Мәгаләдә конвектив Һәдди истиликкечирмә тәнлији үчүн гојулмуш идарәетмә мәсәләсинә дахил олан сәрһәд мәсәләсинин аналитик вә әдәди Һәлләри верилір. Бу Һәлләрдән истифадә едәрәк гојулмуш идарәетмә мәсәләсинин Һәлли шәрти мәсәләсинин Һәлли шәрти градијент үсүлу илә алынмышдыр.

Е. Т. Mamedova

#### SOLVING ONE PROBLEM RELATED TO OPTIMAL CONTROL OF HEAT TRANSFER IN OIL LAYER

In this article an attempt is made to solve by numerical methods differential equations describing heat transfer in oil layer. The equations are solved with boundary conditions for circle area of oil layer. For solving the problem of optimal control applied to the given task methods of gradient are used.

УДК 622.243.23.054.3

З. К. ШАХБАЗБЕКОВ, Н. А. ГРИГОРЯН

#### МЕХАНИЗМ СТАБИЛИЗАЦИИ АЗИМУТА СКВАЖИНЫ ПРИ ПРИМЕНЕНИИ ЦЕНТРАТОРА

При бурении наклонных скважин без центраторов под действием развиваемого забойным двигателем реактивного момента бурильная колонна подвергается закручиванию. Вследствие этого долото прижимается к боковой стенке ствола, фрезерует ее и приводит к изменению азимута скважины и снижению зенитного угла. Применение центраторов позволяет стабилизировать зенитный угол и в определенных условиях — азимут скважины.

Вопросу действия неориентируемых компоновок низа бурильной колонны (КНБК) с центратором посвящен ряд работ [1—3 и др.]. Однако механизм стабилизации или снижения темпа изменения азимута ствола при применении центраторов изучен недостаточно, что не позволяет полностью использовать их потенциальные возможности.

Ниже рассматривается механизм стабилизации или снижения темпа изменения азимута ствола при работе с центратором. Для решения данного вопроса следует определить силу прижатия забойного двигателя с центратором к стенке ствола в опорных точках и угол закручивания бурильной колонны от действия реактивного момента забойного двигателя.

Отметим, что для осуществления технологического процесса бурения неориентируемой КНБК надобности в определении угла закручивания бурильной колонны нет. Однако знание этого угла закручивания позволяет повысить эффективность работы неориентируемой КНБК.

Для случая стабилизации зенитного угла положение системы долото-секционный турбобур с центратором в наклонном стволе представим в виде рис. 1 [3]. Система контактирует со стенкой ствола в точках В и С сосредоточенными силами  $R_1$  и  $R_2$  и распределенной силой на участке  $L_T$  —  $l_1$ — $l_2$ .

Необходимо определить эти силы и расстояние от центратора до точки С, т. е.  $l_2$ .

Действием осевой нагрузки на долото пренебрегаем, так как она оказывает незначительное влияние на силы реакции стенки наклонного ствола на элементы направляющего участка неориентируемой КНБК [3].

Дифференциальные уравнения упругой линии для участков АВ и ВС имеют вид:

$$E I_T y_1'' = q_T \sin \alpha \frac{x_1^2}{2}; \quad (1)$$

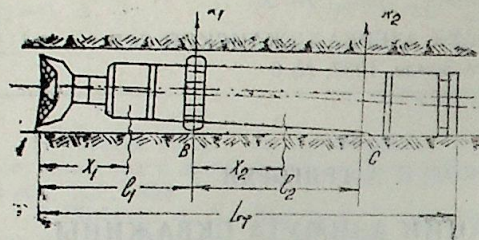


Рис. 1. Схема для определения силы притяжения забойного двигателя с центратором к стенке наклонного ствола

$$EI_T y_2'' = -R_2 x_2 + q_T \sin \alpha \left( \frac{x_2^2}{2} + \frac{l_1^2}{2} + l_1 x_2 \right) \quad (2)$$

где  $EJ_T$  — жесткость забойного двигателя, Н·м<sup>2</sup>;  $y_1''$   $y_2''$  — кривизны участков АВ и ВС, м<sup>-1</sup>;  $\alpha$  — зенитный угол ствола, град;  $l_1$  — расстояние от долота до центратора, м;  $x_1$ ,  $x_2$  — расстояния соответственно от долота и центратора до рассматриваемого сечения, м.

В результате решения уравнений (1) и (2) с использованием граничных условий при  $x_1=l$ ,  $x_2=0$  и  $x_2=l_2$  получены следующие формулы для определения сил реакций  $R_1$  и  $R_2$  и расстояния  $l_2$ :

$$R_1 = \frac{q_T}{2l_2} (l_1 + l_2)^2 \cdot \sin \alpha; \quad (3)$$

$$R_2 = \frac{q_T}{2l_2} (l_2^2 - l_1^2) \cdot \sin \alpha; \quad (4)$$

$$l_2 = \sqrt{l_1^2 + \sqrt{l_1^4 + \frac{12EI_T(d_u - d_T)}{q_T \sin \alpha}}}, \quad (5)$$

где  $q_T$  — вес единицы длины турбобура в буровом растворе, Н/м;  $d_u$ ,  $d_T$  — диаметры соответственно центратора и турбобура, м.

Общая сила притяжения турбобура с центратором к стенке ствола будет равно:

$$R_{T.ц} = R_1 + R_2 + q_T (L_T - l_1 - l_2) \cdot \sin \alpha \quad (6)$$

или

$$R_{T.ц} = q_T L_T \sin \alpha, \quad (7)$$

где  $L_T$  — длина системы долото—турбобур, м.

При отсутствии центратора сила притяжения турбобура к стенке ствола выражается формулой:

$$R_T = q_T \left( L_T - \frac{l_1}{2} \right) \sin \alpha. \quad (8)$$

Из сопоставления формул (7) и (8) вытекает первая особенность центратора в деле стабилизации или снижения темпа изменения азимута ствола, заключающаяся в том, что он способствует увеличению силы притяжения турбобура к стенке ствола.

Угол закручивания отдельных участков бурильной колонны определяется по формуле [4]:

$$d\theta = \frac{M_{x1}}{GJ_{o1}} dx_1 \quad (9)$$

где  $M_{x1}$  — крутящий момент на рассматриваемом участке, Н·м;  $GJ_{o1}$  — жесткость на кручение (сдвиг) рассматриваемого участка, Н·м<sup>2</sup>.

Предварительные расчеты при практически встречаемых значениях реактивного момента и применяемых турбобурах и утяжеленных бурильных труб (УБТ) показали, что их углы закручивания имеют небольшие значения и ими можно пренебрегать. Но моменты сил сопротивления вращению этих элементов имеют значительные величины и их следует учитывать.

Реактивный момент в начале бурильных труб будет: ( $M_p$  —  $M_{T.ц}$  —  $M_y$ ), а его уменьшение по длине бурильной колонны на искривленном участке произойдет по зависимости [4]:

$$M_{x3} = M_p - M_{T.ц} - M_y - M_{б.т} \frac{x_3}{l_{б.т}}, \quad (10)$$

где  $M_p$  — реактивный момент, развиваемый турбобуром, Н·м;  $M_{T.ц}$ ,  $M_y$ ,  $M_{б.т}$  — моменты сил сопротивления вращению соответственно турбобура, УБТ и бурильных труб, Н·м;  $l_{б.т}$  — длина бурильных труб, м;  $x_3$  — рассматриваемый участок бурильных труб, м.

Угол закручивания бурильной колонны на искривленном участке ствола определяется по формуле:

$$\theta = \frac{l_{б.т}}{GJ_{oб.т}} \left( M_p - M_{T.ц} - M_y - \frac{M_{б.т}}{2} \right) \quad (11)$$

Значения  $M_{T.ц}$ ,  $M_y$  и  $M_{б.т}$  определяются по формулам [5]:

$$M_{T.ц} = M_{от} + \mu r_{ц} R_1 + \mu r_T [R_2 + q_T (L_T - l_1 - l_2) \sin \alpha_1]; \quad (12)$$

$$M_y = M_{oy} + \mu r_y q_y l_y \sin \alpha_2; \quad (13)$$

$$M_{б.т} = M_{об.т} + \mu r_{б.т} q_{б.т} l_{б.т} \sin \alpha_3, \quad (14)$$

где  $M_{от}$ ,  $M_{oy}$ ,  $M_{об.т}$  — моменты сил сопротивления вращению турбобура, УБТ и бурильных труб, не зависящие от нормальной нагрузки (учитывают среду), Н·м;  $\mu$  — коэффициент сопротивления вращению;  $r_{ц}$ ,  $r_y$ ,  $r_{б.т}$  — радиусы соответственно центратора, УБТ и бурильных труб, м;  $q_T$ ,  $q_y$ ,  $q_{б.т}$  — вес единицы длины соответственно турбобура, УБТ и бурильных труб, Н/м;  $\alpha_1$ ,  $\alpha_2$ ,  $\alpha_3$  — зенитные углы на участках соответственно турбобура, УБТ и бурильных труб, град.

Критические значения бурильной колонны и зенитного угла,

выше которых прекращается закручивание бурильной колонны, от  
ределяются из выражений:

$$l_k = \frac{M_p - M_{T.ц} - M_y - M_{об.т}}{\mu r_{об.т} q_{об.т} \sin \alpha_3} \quad (15)$$

$$\ln \alpha_k = \frac{M_p - M_{об}}{\mu r_{ц} R_1 + \mu r_T [R_2 + q_T (L_T - l_1 - l_2)] + \mu r_y q_y l_y + \mu r_{от} q_{от} l_{от}} \quad (16)$$

Если  $M_p > M_{T.ц} + M_y + M_{от}$  и скважина кроме искривленного участка длиной  $L_T + l_y + l_{от}$  имеет также верхний вертикальный участок, то на этом участке бурильная колонна будет закручиваться на величину:

$$\Delta \theta = \frac{L - L_T - l_y - l_{от}}{G I_{от}} (M_p - M_{T.ц} - M_y - M_{от}) \quad (17)$$

Тогда общий угол закручивания бурильной колонны будет равен:  $\theta_{об} = \theta + \Delta \theta$ , т. е.:

$$\theta_{об} = \frac{1}{G I_{от}} \left[ (L - L_T - l_y) (M_p - M_{T.ц} - M_y - M_{от}) + M_{от} \frac{l_{от}}{2} \right] \quad (18)$$

Из выражения (18) следует, что уменьшение  $\theta_{об}$  и повышение азимутальной устойчивости ствола может быть достигнуто за счет снижения  $M_p$  или увеличения  $M_{T.ц}$  и  $M_y$ .

Первый путь нерационален, так как приведет к уменьшению осевой нагрузки на долото, и как следствие, темпа углубления ствола. Второй путь может быть достигнут применением центраторов оптимальных размеров, третий — применением УБТС увеличенных диаметров вместо обычных УБТ-203 и УБТ-178.

Механизм стабилизации или снижения темпа изменения азимута ствола при применении центратора заключается в увеличении момента сил сопротивления вращению корпуса турбобура за счет роста силы прижатия последнего к стенке ствола, в увеличении радиуса трения, а также предотвращении или уменьшении азимутального переноса оси долота относительно оси скважины вследствие увеличения стесненного положения турбобура в скважине за счет большого диаметра центратора и возникновения дополнительного момента трения от взаимодействия центратора со стенкой ствола.

Если рассматриваемая система в статистическом состоянии имеет зенитный перекос относительно оси скважины, то в динамическом состоянии она имеет азимутальный перекос.

На рис. 2 и 3 представлены зависимости  $M_T(\alpha)$  и  $\theta_{об}(\alpha)$  с центратором и без него для условий:  $D=269,9$  мм, ЗТСШ=2 (две секции),  $d_{ц}=264$  мм,  $l_1=4$  м;  $l_y=24$  м,  $d_{об.т}=140 \times 10$  мм,  $\rho_p=1500$  кг/м<sup>3</sup>,  $\rho_{ст}=7860$  кг/м<sup>3</sup>,  $\mu=0,3$ ;  $M_{от}=60$  Н·м;  $M_{oy}=50$  Н·м,  $M_{об.т}=30$  Н·м;  $GJ_{об.т}=1388$  кН·м<sup>2</sup>,  $q=32,7$  кг/м.

Из рис. 2 следует, что с ростом зенитного угла момент силы сопротивления вращению турбобура с центратором возрастает бо-

интенсивно, чем без него. Ординаты отрезков заштрихованной площади на этом графике показывают дополнительный момент силы сопротивления вращению корпуса турбобура от применения центратора. В результате этого угол закручивания бурильной колонны от действия реактивного момента турбобура снижается (рис. 3). На рис. 3 ординаты отрезков двукратно заштрихованной площади между кривыми 1 и 2 характеризуют уменьшение угла закручивания бурильной колонны вследствие применения центратора.

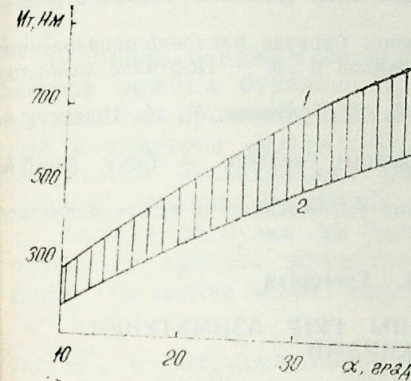


Рис. 2. Зависимость момента сил сопротивления вращению корпуса турбобура с центратором (1) и без него (2) от зенитного угла

Применение УБТС увеличенного диаметра (229 мм) вместо обычно применяемой на практике наклонного бурения УБТ-203 снижает угол закручивания бурильной колонны. Это снижение характеризуется ординатами отрезков однократно заштрихованной площади между кривыми 1 и 3 на рис. 3. Применение УБТС увеличенных диаметров способствует также повышению качества ствола с точки зрения образования прямолинейной или плавной криволинейной формы без перегибов.

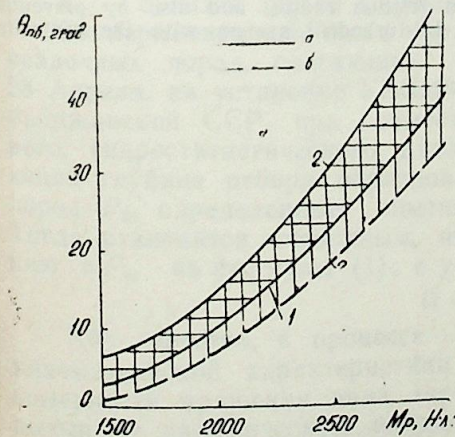


Рис. 3. Зависимость угла закручивания бурильной колонны от реактивного момента турбобура с центратором (1; 3) и без него (2): а — УБТС1-203; б — УБТС1-229

Другим резервом повышения эффективности применения неориентируемых КНБК является выбор оптимального места установки

центратора из условия увеличения доли момента сил сопротивления вращению у центратора, т. е. от реакции  $R_1$ . Поскольку доля этого момента  $M_{\tau_1} = \mu r_{\Pi} R_1$  и с увеличением расстояния от долота до центратора  $l_1$  значение  $r_{\Pi}$  уменьшается, а  $R_1$  возрастает, то можно выбрать такое значение  $l_1$ , когда произведение  $r_{\Pi} R_1$  достигает максимума. Такую оптимизационную задачу можно решить с применением ЭВМ.

#### Литература

1. Инструкция по бурению наклонно-направленных скважин. РД39-2-810-83. М., 1983. — 151 с.
2. О стабилизации угла наклона при турбинном бурении наклонно-направленных скважин/К. В. Потанин, А. Г. Калинин, И. Г. Архипов и др. — Нефтяное хозяйство 1974, № 10, с. 12—14.
3. Работа буровой колонны в скважине/Б. З. Султанов, Е. И. Ишемгулин.
- Н. Х. Шаммасов и др. — М.: Недра, 1973.
4. Гулизаде М. П. Турбинное бурение наклонных скважин. — Баку, Азнефт издат, 1959.
5. Григорян Н. А. Бурение наклонных скважин уменьшенных и малых диаметров. М.: Недра, 1974.

З. К. Шахбазбеков, Н. А. Григорян

#### МƏРКƏЗЛƏЈИЧИНИ ТƏТБИГИ ЗАМАНЫ ГУЈУ АЗИМУТУНУН ТƏНЗИМЛƏНМƏ МЕХАНИЗМИ

Мəгалədə кестəрилир ки, мəркəзлəјичи тəтбиг олундугда маили гујуларын азимутунун дəјишим азалмасынын темпи, јакуд тəнзимлəнмəsi, турбобурун гују диаметринин сыхылма гуввəсинин вə суртунмə радиусунун, слəчə дə мəркəзлəјичи илэ бирлэшкэн балта-турбобур системи гујунун охуна нəзэрэт азимутал јердəјишмəsiнын азалмасы нəтичəсиндэ баш верир.

Z. K. Shakhbzbekov, N. A. Grigoryan

#### MECHANISM OF WELL AZIMUTH STABILIZATION WHILE USING CENTRALIZER

The article shows that stabilization or decrease of azimuth change rate deviated wells while using a centralizer is achieved by increasing the turbodrill pressing strength to a bore hole wall and friction radius, and also by preventing or decreasing the azimuthal transfer of a bit-turbodrill system with the centralizer relative to a well axis.

УДК 622.24.084.3

А. А. ИМАНОВ, У. Х. АХУНДОВ, И. А. МОВСУМОВ

#### ОПРЕДЕЛЕНИЕ РЕЖИМНЫХ ПАРАМЕТРОВ БУРЕНИЯ НА ПЛОЩАДИ ИМ. 28 АПРЕЛЯ

Бурение скважин связано с выбором и проектированием параметров режима бурения. При этом необходимо исходить не только из анализа проводки скважин на разрабатываемой площади — выбор параметров режима бурения необходимо произвести на основе детального исследования физико-механических свойств пород, слагающих стратиграфический разрез исследуемого месторождения.

Осевая нагрузка на долото должна быть таковой, чтобы обеспечивался процесс эффективного объемного разрушения горной породы. Последнее может иметь место, если существует условие [1]:

$$G \geq \alpha P_{\text{ш}} F_{\text{к}}, \quad (1)$$

где  $P_{\text{ш}}$  — твердость пород по штампу;

$\alpha$  — коэффициент, учитывающий влияние факторов, действующих в реальных условиях бурения;

$F_{\text{к}}$  — суммарная площадь опорных площадок зубцов применяемого долота, одновременно контактирующих с породой, определяется формулой:

$$F_{\text{к}} = \eta_z \frac{D b_t}{2}, \quad (2)$$

где  $\eta_z$  — коэффициент перекрытия зубьев долота (общий);

$D$  — диаметр долота;

$b_t$  — тузизна зубьев шарошек долот.

Экспериментально была определена твердость более 50 образцов осадочных пород, слагающих стратиграфический разрез площади 28 Апреля, на установке УАСИМ-1, созданной в ИПГНГМ АН Азербайджанской ССР, при совместном влиянии геостатического, порового, гидростатического давления и температуры, соответствующих глубине отбора образцов. Осредненные значения твердости пород  $P_3$ , определенные опытным путем, представлены в табл. 1. Тогда становится очевидным, что значения  $P_3$  равнозначны сочетанию  $\alpha P_{\text{ш}}$  из формулы (1); с учетом этого формула (1) примет вид:

$$G = P_3 F_{\text{к}}. \quad (3)$$

Как известно, в процессе бурения скважин в зависимости от кинематической характеристики буровых долот, скорости и неравномерности вращения вала турбобура горные породы на забое испытывают динамическую нагрузку, отличающуюся от статической [2—5]. Отсюда следует необходимость учета фактора динамичности работы долот и способов бурения. С учетом последнего формула (3) примет вид:

$$G_d = \frac{P_3 F_k}{k}$$

где,  $k$  — коэффициент динамичности, значения которого представлены в табл. 1.

Таблица 1

Свита	Долото	$F_k, \text{см}^2$	$P_3, \frac{\text{кгс}}{\text{мм}^2}$	$k$	$G_d, \text{т}$	$G_{\text{ф}}, \text{т}$	Способ бурения												
Сураханская	Д394С	3,68	41	1,30	11,54	4—8	P												
	Д445	4,07			11,54	2—6													
	Д394С	3,68	41	1,45	10,34	2—6	T												
	Д394М	3,60			10,18	2—8													
	Ш295, 3С	2,54			7,18	4													
	Д394С	3,68			11,54	5—8													
	Д394МС	3,65	41	1,30	11,45	6—7	P												
	Д394М	3,60			11,35	6—8													
	Д394С	3,68			10,34	2—6													
	Д394М	3,60			10,18	2—8													
Д394М	3,60	7,18			4														
Ш295, 3С	2,54	7,18			4														
Ш295, 3М	2,45	41	1,45	6,92	4	T													
Ш295, МС	2,50			7,07	3—4														
Д-445С	4,07			15,34	5—8														
Сабунчинская	Д-394С	3,68	49	1,30	13,87	6—8	P												
	Д394С	3,68			12,43	2—8													
	Ш295, 3С	2,54	49	1,45	8,59	5—6	T												
	Ш295, 3МС	2,50			8,45	4—5													
	Ш269, 9С	2,34			7,91	2—8													
	Ш269, 9М	2,20			7,43	4—5													
	Д394С	3,68	64	1,50	15,70	7—8	P												
	Ш269, 9С	2,34			9,99	4—5													
	Ш295, 3МС	2,50			10	2—6													
	Ш295, 3С	2,54			10,16	2—7													
Ш295, 3М	2,45	9,80			3—5														
Ш269, 9С	2,34	9,36			3—7														
Балаханская	Ш190, 5С	1,30	86	1,50	5,20	3—6	P												
	Ш269, 9С	2,34			13,41	3—7													
	Ш295, 3МС	2,50	86	1,60	13,44	3—6	T												
	Ш269, 9С	2,34			12,58	3—7													
	Ш269, 9С	2,34			12,58	3—7													
	Ш269, 9С	2,34			13,54	6—7													
	Св. «Перерыва»	Ш269, 9С	2,34	81	1,40	13,54	6—7	P											
									3100—3250 м	104,1	1,50	16,24	2—8						
														НКП	75,6	1,40	12,64	2—4	
																	Ш215, 9СТ	1,70	9,18
Ш151, 5С																	1,20	6,48	1—2
КС														106	1,40	17,42	7—10		
																Ш269, 9С	2,34	9,84	2—4
																Ш190, 5С	1,30	9,84	2—4
																Ш269, 9С	2,34	106	1,60

Таким образом, по формуле (4) были определены осевые нагрузки долот, обеспечивающие эффективное объемное разрушение пород месторождения 28 Апреля (см. табл. 1).

Сопоставляя расчетные значения осевых нагрузок с фактическими ( $G_{\text{ф}}$ ) (см. табл. 1), можно заметить следующее. При бурении сураханской свиты потребная осевая нагрузка колеблется в пределах 7—11,5 т, в то время как фактическая осевая нагрузка, применяемая в этой свите, колеблется в пределах 2—8 т. Отсюда следует, что при бурении этой свиты частично наблюдается объемное разрушение горных пород, так как фактическая осевая нагрузка находится примерно в пределах расчетных осевых нагрузок.

В сабунчинской свите при бурении роторным способом не наблюдается объемного разрушения горных пород, так как фактическая осевая нагрузка значительно ниже (примерно в 2 раза) расчетных нагрузок. В турбинном бурении частично наблюдается эффективное разрушение горных пород.

В Балаханской свите, как в роторном, так и турбинном бурении, применяемая фактическая нагрузка на долото в 1,5—2 раза ниже расчетной.

В свитах «перерыва», НКГ, НКП, КС фактически применяемые нагрузки значительно ниже (в 1,5—2 раза) расчетных.

Известно, что эффективность разрушения горных пород в значительной степени зависит от частоты вращения долота. Влияние числа оборотов особенно сильно сказывается при разрушении пла-

Таблица 2

Свита	Типоразмер долота	Фактически		Расчет $n$		
		$n_{\text{ротор}}$	Тип турбобура			
Сураханская	Д445С	120	А9Ш-240	97		
	Д394С	160—200	ТСШ-9"	128		
	Д394МС	200		123		
	Д394	170—200	ТСШ-9"	116		
	Ш295, 3С	100—140	ТСШ-9"	126		
	Ш295, 3М	160—180	ТСШ-9"	136		
	Ш295, 3МС		А9Ш-240	218		
	Сабунчинская	Д445С	130		126	
		Д394С	170—200	ТСШ-9"	168	
		Ш295, 3С		А9Ш-240	157	
Ш295, 3МС		150—170	А9Ш-240	288		
Ш269, 9С		90—160	А9Ш-240	254		
Ш269, 9М			А9Ш-240	227		
Балаханская		Д394С	180—200		166	
		Ш295, 3С		А9Ш-240	164	
		Ш295, 3МС	140—180	А9Ш-240	291	
		Ш295, 3М	100—200	А9Ш-240	175	
	Ш269, 9С	90—170	ТСШ-7 $\frac{1}{2}$ "	237		
	нижняя	Ш190, 5С	60—75	А6Ш	429	
		верхняя	Ш295, 3МС	100—140	А9Ш-240	273
			Ш269, 9С	160—170	ТСШ-7 $\frac{1}{2}$ "	241
		«Перерыв»	Ш269, 9С	140		256
			НКГ	150—180		231
НКП			90—170		293	
Ш269, 9С			150—180		255	
Ш215, 9СТ			180		337	
Ш151, 5С			180		337	
ПК			150		418	
Ш190, 5С				418		

этических пород, поскольку их бурение происходит при значительно низких оборотах, чем бурение упруго-хрупких пород.

Геологические разрезы нефтяных и газовых месторождений Азербайджана в основном представлены упругопластичными и пластичными породами и поэтому при необеспечении необходимой скоростью вращения, несмотря на создание достаточной осевой нагрузки на долото, потенциальная энергия удара поглощается упругим сжатием пород [6]. При этом, если порода упруго-хрупкая, то объемный характер разрушения превращается в объемно-усталостный, а если порода упругопластичная, то пластическая деформация не достигает своей конечной максимальной величины, в результате чего потенциальная возможность приложенной энергии удара полностью не используется. Вышеизложенное указывает, что выбором числа оборотов долот для бурения скважин необходимо руководствоваться с учетом физико-механических свойств пород. Исходя из этого положения по методике, изложенной в работе [7], определено число оборотов для наиболее характерных типоразмеров долот (см. табл. 2), обеспечивающее эффективное разрушение пород на площади 28 Апреля.

Сопоставляя расчетные значения числа оборотов для объемного разрушения пород ( $n$ ) с фактическими числами оборотов, применяемыми на месторождении при бурении скважин, можно заметить следующее. При бурении турбинным способом фактическое число оборотов турбобура превышает рекомендуемые расчетные значения числа оборотов долот для объемного разрушения пород.

При бурении сураханской и частично сабунчинской свит фактически применяемое число оборотов в роторном бурении соответствует расчетным значениям. В остальных свитах оно ниже расчетных, что говорит о том, что в этих свитах при бурении роторным способом эффективного объемного разрушения не происходит.

Таким образом, из вышеизложенного можно сделать следующие выводы.

1. Сопоставление расчетных значений осевых нагрузок для объемного разрушения горных пород с применяемыми при бурении скважин на месторождении 28 Апреля фактически осевыми нагрузками показывает, что только в сураханской свите наблюдается частичное объемное разрушение горных пород, а в остальных свитах объемного разрушения пород не наблюдается.

Для эффективного разрушения пород на месторождении необходимо обеспечить осевые нагрузки на долото, рекомендуемые в табл. 1.

2. Сопоставление расчетных значений числа оборотов долот для объемного разрушения пород с фактически применяемым при бурении скважин роторным способом на месторождении показывает, что при бурении сураханской и частично сабунчинской свит фактическое число оборотов соответствует расчетным значениям, а в остальных свитах, применяемое число оборотов недостаточно для объемного разрушения пород. Для эффективного разрушения горных пород в месторождении при бурении скважин необходимо обеспечить оптимальные числа оборотов долота, рекомендуемые в табл. 2.

#### Литература

1. Федоров В. С., Финогенов И. С. О твердости горных пород в условиях скважин. — Нефть и газ, 1960, № 8.

2. Владиславлев В. С. Разрушение горных пород при бурении скважин. — М.: Гостехиздат, 1958.

3. Симонянц Л. Е. Разрушение горных пород и рациональная характеристика двигателей при бурении. — М.: Недра, 1966.

4. Филимонов Н. М. О динамичности взаимодействий зуба шарошечного долота с породой. — Нефть и газ, 1963, № 1.

5. Садыгов Ю. В., Велиев Р. В., Керимов А. Г. Аналитическое исследование работы трехшарошечных долот при бурении скважин. — Изв. АН АзССР. Сер. Наук о Земле, 1970, № 6.

6. Фараджев Т. Г., Фаталиев М. Д. Горные породы Азербайджана и пути их эффективного разрушения. — Азербейшр, 1965.

7. Методическое пособие по расчету осевой нагрузки и скорости вращения долота в зависимости от выбора породоразрушающего инструмента для эффективного разрушения пород Азербайджана. — Баку, 1973.

А. А. Иманов, У. Х. Ахундов, И. А. Мөвсүмов

#### 28 АПРЕЛ САҺЭСИНДӘ ГАЗМА РЕЖИМИ ПАРАМЕТРЛӘРИНИН ТӘ'ЈИНИ

Мәгаләдә газылан сүхурларын механики хассәләрини нәзәрә алмагла газма режими параметрләринин тә'јининә бахылыр. Бу мәгсәдлә, 28 Април саһәсинин стратиграфик кәсрилишини әһатә едән 50 әдәддән чох сүхур нүмунәсинин, експериментал гурғуда, ләј шәраитинә ујғунлашан бәрклији тә'јини әлунмуш вә бунун әсасында 28 Април саһәсинин стратиграфик кәсрилиши үзрә ефектив газмаг үчүн режим параметрләри тәклиф едилмишдир.

A. A. Imanov, U. Kh. Akhundov, I. A. Movsumov

#### DRILLING PARAMETERS DETERMINATION OVER AREA NAMED AFTER THE 28th OF APRIL

The article deals with a choice of drilling parameters taking into account mechanical properties of permeable rocks in order to drill wells in the deposit named after the 28th of April. The unit UASIM-1 is allowed to determine experimentally the hardness of more than 50 samples of sedimentary rocks constituting a stratigraphic section of the 28th of April area. This hardness provides reservoir conditions corresponding to a sampling depth and recommends the values of drilling parameters.

УДК 622.24.084.34

А. Э. КУЛИЕВ

### К ВОПРОСУ РАСТЕКАНИЯ ПОТОКА НА ПОВЕРХНОСТИ ЗАБОЯ СКВАЖИНЫ

Эффективность промывки забоя бурящейся скважины, являющаяся одной из основных резервов повышения технико-экономических показателей бурения, характеризуется гидродинамической силой радиального потока. Параметры радиального потока и струи органически связаны между собой. В условиях забоя бурящейся скважины радиальный поток является турбулентным, установившимся неравномерным течением. Торoidalные вихри большого напряжения, связанные этим потоком, способствуют изменению его параметров. Экспериментально было установлено, что в результате закрутки радиального потока долотом его скорость уменьшается на 3—5% при роторном бурении и на 5—10% при турбинном [1].

Следует отметить, что до настоящего времени отсутствует строгая математическая теория движения радиального потока на поверхности забоя скважины, а существующие данные связаны с параметрами затопленной свободной струи жидкости [2, 3].

Процессы очистки и размыва забоя бурящейся скважины происходят за счет гидродинамической силы радиального потока. Одним из основных параметров, способствующих размыву пород, является толщина радиального потока, определению которой посвящена настоящая статья. При этом использованы результаты экспериментальных исследований автора и известные уравнения гидравлики.

Уравнение неразрывности для растекающегося потока на поверхности забоя скважины равно:

$$2 \pi R \delta V_R = \text{const}, \quad (1)$$

где  $R$ ,  $\delta$  и  $\bar{V}_R$  — текущее значение радиуса, толщины и скорости радиального потока, соответственно.

Дифференцируя (1) относительно  $R$ , получим:

$$\frac{d\delta}{dR} = - \left( \frac{d\bar{V}_R}{dR} \frac{\delta}{\bar{V}_R} + \frac{\delta}{R} \right). \quad (2)$$

Средняя скорость в нормальных сечениях радиального потока описывается формулой [1]:

$$\bar{V}_R = 0,5 \bar{V}_0 \left( \frac{l_1}{d_0} \frac{R}{R_0} \right)^{-1,17} \cdot \frac{1 - a 10^{-4} n}{e^{\kappa R^2}}, \quad (3)$$

где  $\bar{V}_0$  — начальная скорость струи;  $l_1$  — расстояние выходного сечения насадки долота от поверхности забоя;  $d_0$  — диаметр выходного

сечения насадки;  $R_0$  — радиус забоя (при бурении долотом с одной центральной насадкой) или эквивалентный радиус зоны действия каждой струи;  $a$  — коэффициент, учитывающий размерность формулы ( $a=1, 2$ );  $n$  — частота вращения долота;  $\kappa$  — коэффициент, характеризующий затухание энергии и степень стесненности струи, определяемый по формуле:

$$\kappa = \frac{10 d_0}{l_1 R_0^2}. \quad (4)$$

Дифференцируя уравнение (3) относительно  $R$  в пределах  $0,1 R_0 < R < 0,9 R_0$  и совместно решая с (2), получим:

$$\frac{d\delta}{\delta} = (0,17 + 2\kappa R^2) \frac{dR}{R}. \quad (5)$$

Интегрируя (5), получим закономерность изменения толщины радиального потока вдоль радиуса забоя:

$$\delta = R \frac{1}{6} e^{\frac{10}{11} \kappa \left( \frac{R}{R_0} \right)^2} \quad (6)$$

На основании формулы (6) решены примеры по определению толщины радиального потока, образующейся при бурении трехшарошечными долотами размером 269,9 и 295,3 мм для трех относительных расстояний выходного сечения насадки от поверхности забоя.

Результаты расчетов приведены в таблице.

Диаметр долота $\Gamma_0$ — 3м	Относительное расстояние насадки от забоя	$R/R_0$			
		0,2	0,4	0,6	0,8
269,9	3	2,21	3,71	7,75	20,60
	5	2,10	3,00	4,80	8,81
	7	2,07	2,75	3,88	6,14
295,3	3	2,24	3,77	7,87	20,90
	5	2,14	3,05	4,87	8,95
	7	2,10	2,79	3,94	6,24

Анализ таблицы показывает, что толщина радиального потока интенсивно возрастает с ростом соотношения  $\frac{R}{R_0}$  и пропорциональ-

но уменьшается с увеличением расстояния  $l_1$ . Вблизи стенок у забоя скважины толщина радиального потока имеет сравнительно высокие значения, что характерно для вихревой области потока. Наблюдается весьма слабая зависимость толщины  $\delta$  от диаметра долота.

Таким образом, зная значения величины  $\delta$  можно судить о значении гидродинамической силы потока бурового раствора, находящегося под долотом, и вести практические расчеты по очистке и размыву забоя скважины.

Потеря энергии при движении бурового раствора на поверхности

забоя бурящейся скважины связана с коэффициентом гидравлического сопротивления забоя. Для определения этого коэффициента ( $c_f$ ) пользуемся уравнением баланса количества движения, написанном для нормальных сечений струи и радиального потока:

$$2\pi R \delta \bar{V}_R^2 \rho c_f = \pi r_0^2 V_0^2 \rho k_3 \psi, \quad (7)$$

где  $r_0$  — начальный радиус струи;  $\rho$  — плотность жидкости;  $k_3$  — коэффициент формы забоя;  $\psi$  — коэффициент затухания силы давления струи, который определяется экспериментальным путем из выражения [4]:  $\psi = 2l_1 x^{-2.5}$

Коэффициент  $c_f$  определяется из соотношения напряжений на поверхности забоя, возникающих в результате действия гидродинамических сил радиального потока и струи бурового раствора, т. е.:

$$c_f = \frac{2\pi R \delta \rho \bar{V}_R^2}{\pi r_0^2} : \frac{\pi r_0^2 V_0^2 \rho k_3 \psi}{\pi r^2}, \quad (8)$$

где  $r$  — радиус зоны сосредоточения давления струи на поверхности забоя скважины.

Согласно экспериментальным данным [5] принимая  $r=3r_0$  для активной зоны сосредоточения давления струи, с учетом толщины радиального потока выражение (8) пишем в виде:

$$c_f = \frac{18 R V_R^2 R \frac{1}{6} l \frac{10}{1^x} \left(\frac{R}{R_0}\right)^2}{V_0^2 R_0^2 k_3 \psi} \quad (9)$$

Как видно из формулы (9), коэффициент трения бурового раствора о поверхность забоя скважины является сложной функцией безразмерных величин, учитывающих параметры струи, радиального потока, долота и забоя скважины.

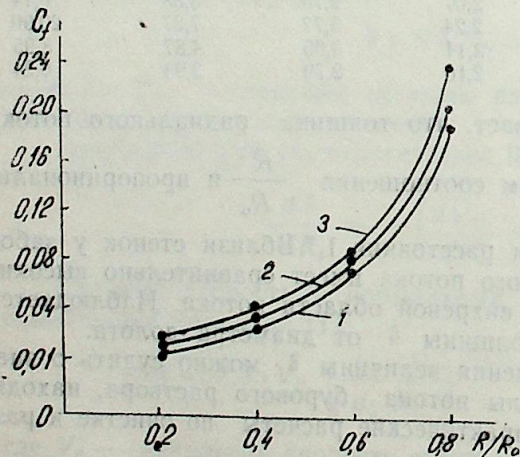


График изменения коэффициента гидравлического сопротивления забоя скважины при  $k_3 = 0,67$ :

1 —  $l_1^* = 3$ ; 2  $l_1^* = 5$ ;  
—  $l_1^* = 7$

Анализ формулы (9) показывает, что коэффициент трения  $c_f$  фактически является функцией числа Рейнольдса для радиального потока и струи, однако неявная форма этой зависимости объясняется одинаковой вязкостью для обоих течений. Графическое изображение зависимости  $c_f = f\left(\frac{R}{R_0}\right)$  при различных значениях  $l_1^*$  показывает на

возрастающий ее характер. Объясняется это тем, что при  $l_1^* > (3 \div 4)$  на поверхности забоя существует турбулентный пограничный слой, где величина  $\delta$  имеет относительно низкие значения.

## Выводы

1. На основании теоретических и экспериментальных исследований предложена расчетная формула для определения толщины радиального потока бурового раствора под торцом долота.
2. Предложена формула для определения коэффициента трения бурового раствора о поверхность забоя скважины.

## Литература

1. Кулиев А. Э. Экспериментальное исследование скорости потока жидкости при забое бурящейся скважины. — В сб.: Вопросы разработки, геологии и бурения месторождений нефти и газа. Баку: Элм, 1978, с. 180—189.
2. Тагиев Э. И., Джалилов Н. М., Арзуманов Р. Г. О характере движения и динамическом давлении на забой скважины струи промывочной жидкости, истекающей из сопл долота. — Нефть и газ, 1966, № 11.
3. Mc Lean R. H. Grossflow and Impact under Jet Bits Junior Member. — AJME, Petroleum Technology, 1964, November, vol. XVI, XVII, p. 1299—1306.
4. Кулиев А. Э. Экспериментальное определение силы давления струи на забой скважины. — Нефтяное хозяйство, 1973, № 1, с. 38—41.
5. Козодой А. К., Зубаров А. В., Федоров В. С. Промывка скважин при бурении. — М.: Гостоптехиздат, 1963. — 172 с.

А. Е. Гулиев

## РАДИАЛ МАЈЕ АХЫНЫ ҺҮНДҮРЛҮҮНҮН ТӘЈИНИ

Гујудибн сәтһинин сәмәрәли јујулмасы радиал ахын параметрләриндән асылдыр. Мәгаләдә нәзәри вә тәҷрүби тәдғигатлара әсасән бу ахын һүндүрлүјүнүн дәјишмә ганунаујғунлуғу тәдғиг едилир вә ики мұхтәлиф диаметрли үчшарошкалы балга үчүн һесаби гијмәтләр чәдвәли тәртиб олунур.

Мәгаләдә һәмчинин мајенин гују дибинә сүртүнмә әмсалыны тәјин етмәк үчүн дүстүр тәклиф едилир.

А. Е. Kuliev

## DETERMINATION OF A RADIAL FLOW THICKNESS SPREADING OVER THE BOTTOM HOLE SURFACE

Bottom hole flushing and washingout are realized by a radial flow. Taking it into account the author studies a regularity of a radial flow thickness variation and estimates numerical values of this thickness on an example of two bit types.

In order to determine a friction coefficient of the mud against the bottom hole surface a semiempirical formula is suggested.

УДК 622.276.081.011.48

А. А. ИМАНОВ, В. С. МАМЕДОВ, У. Х. АХУНДОВ

### ВЛИЯНИЕ ВСЕСТОРОННЕГО И ПОРОВОГО ДАВЛЕНИЯ НА МЕХАНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ГЛИНИСТЫХ ПОРОД

Выбор долот для эффективного разрушения пород, слагающих различные стратиграфические разрезы месторождений, должен базироваться на детальном изучении механических свойств пород. Однако до сих пор экспериментальное изучение механических характеристик пород в основном проводилось в атмосферных условиях или в условиях всестороннего сжатия и при этом не учитывался такой важный параметр, как поровое давление.

Между тем, механические характеристики пород, определяемые в атмосферных условиях и в условиях всестороннего сжатия, отличаются между собой. Так, в атмосферных условиях они имеют заниженные, а в условиях всестороннего сжатия завышенные значения. Для получения же реальных значений механических свойств пород необходимо при экспериментальном определении их характеристик обеспечивать идентичные условия, имеющие место на забое при бурении скважин, т. е. необходимо определить механические характеристики пород при совместном влиянии всестороннего и порового давлений.

С этой целью была создана автоматизированная экспериментальная установка, которая позволяла изучить механические свойства пород при высоких термобарических условиях, разработана методика проведения исследований и схема нагружения образца при моделировании порового и всестороннего давлений, подробное описание которых приводится в работах [1, 2].

Исследованию было подвергнуто более 150 образцов глинистых пород, отобранных из глубоких скважин различных месторождений Азербайджана. Гранулометрический состав и средние значения физических характеристик двух групп глинистых пород приводятся в табл. 1.

Таблица 1

Порода	Свита месторождения	Гранулометрический состав			Кп, %	$\gamma$ , Г/см <sup>3</sup>
		0,25—0,1	0,1—0,01	0,01		
Алевритовая глина	Сабунчинская, Булла-море	6,0	38,5	55,5	Н/пр	2,15
Алевритовая глина	Сармат, Сангачал-море	2,2	27,9	69,9	Н/пр	2,35

Экспериментальные исследования закономерности изменения механических характеристик глинистых пород в условиях совместного влияния всестороннего и порового давлений проводились на изолированных от жидкости образцах пород, причем согласно методике и схеме нагружения образцов пород боковые и верхние торцы образцов изолировались, а нижний торец образцов, с целью создания в нем порового давления, оставляли неизолированным. Для создания порового давления в качестве флюида использовалась пластовая вода.

Экспериментальная установка позволяла проводить опыты методом вдавливания цилиндрического штампа согласно ГОСТ 12288-66.

Рассмотрим в качестве характерного примера из группы глинистых пород, результаты опытов с образцами алевритовой глины, отобранной из скважины № 25, месторождения Булла-море, с интервала глубины 3429—3433 м, относящейся к Сабунчинской свиты.

На рис. 1—6 приведен характер изменения кривых твердости, предела текучести и коэффициента пластичности глин с плотностью 2,15 Г/см<sup>3</sup> в зависимости от всестороннего давления при различных постоянных значениях порового давления, а также в зависимости от порового давления при различных постоянных значениях всестороннего давления. Как видно из рисунков, с увеличением всестороннего давления до 42 МПа (при постоянном значении порового давления 0,1 МПа) твердость, предел текучести и коэффициент пластичности глин увеличиваются, достигая максимального значения, затем при давлении свыше 60 МПа порода переходит в высокопластичное состояние, не дающее общего хрупкого разрушения под штампом. При постоянных значениях порового давления 20, 40 и 60 МПа с ростом всестороннего давления твердость, предел текучести и коэффициент пластичности глинистых пород увеличиваются соответственно до 55, 70 и 80 МПа (линия I—I), а затем уменьшаются.

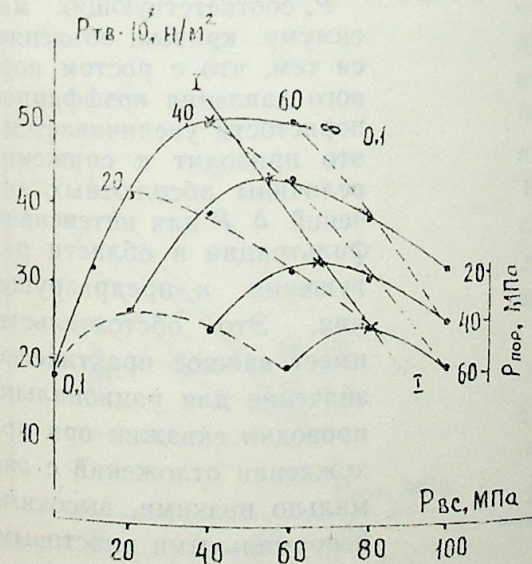


Рис. 1

Такой характер изменения кривых объясняется тем, что при вдавливании цилиндрического штампа в породу на поверхности образца образуются микро- и макротрещины, однако до значения всестороннего давления — 42, 55, 70 и 80 МПа (соответственно для кривых, с постоянным поровым давлением 0,1; 20; 40; 60 МПа) не происходит фильтрации жидкости через его верхний торец, т. е. перепад давления в области разрушения и предразрушения незначителен из-за низкой проницаемости и пористости образца.

Таблица 2

$P_{вс}$ МПа	$P_{пор}$ , МПа								
	0,1			30			60		
МПа	$P_{ТВ} \cdot 10^7$ , Н/м <sup>2</sup>			$P_{ТЭК} \cdot 10^7$ , Н/м <sup>2</sup>			$K_{пл}$		
	0,1	38,0	—	—	18,0	—	—	1,93	—
30	89,1	50,8	—	46,8	27,3	—	3,00	2,6	—
60	101,4	82,1	46,3	53,4	44,5	25,4	3,50	3,0	1,50
90	—	76,3	57,2	48,0	41,9	32,1	∞	1,9	1,60
120	—	63,6	44,5	44,5	33,0	25,4	∞	1,5	1,16

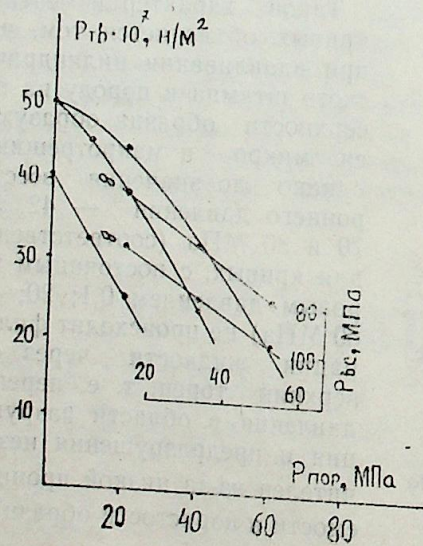
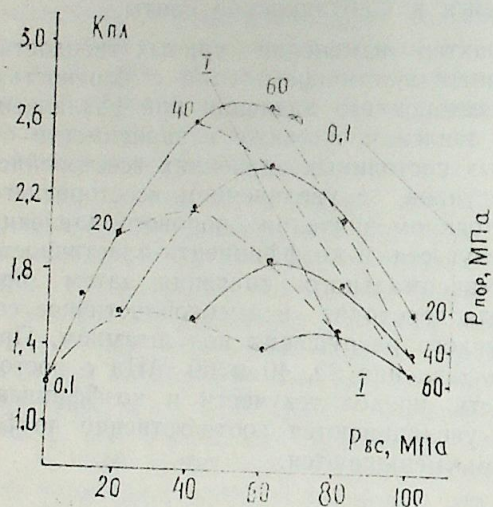
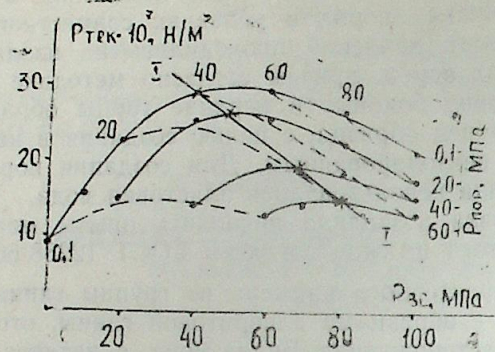


Рис. 2, 3, 4.

С увеличением гидростатического давления до 42, 55, 70 и 80 МПа интенсивность уплотнения пород под действием внешнего давления значительно уменьшается и в некоторых случаях стабилизируется, а интенсивность фильтрации жидкости, т. е. давлений в области разрушения и предразрушения возрастает, что приводит к снижению твердости, предела текучести и коэффициента пластичности пород.

Как видно из рис. 1, 2, 3, максимум кривых, соответствующих началу интенсивной фазы фильтрации, с ростом порового давления увеличивается от 42 (при  $P_{пор} = 0,1$  МПа) до 80 МПа (при  $P_{пор} = 60$  МПа). Максимумы кривых соответствуют значениям дифференциальных давлений ( $\Delta P$ ) 40, 35, 30, 20 МПа, соответственно при  $P_{пор} = 0,1$ ; 20; 40; 60 МПа.

Уменьшение значения  $\Delta P$ , соответствующих максимуму кривых, объясняется тем, что с ростом порового давления коэффициент пористости увеличивается и это приводит к снижению величины абсолютных значений  $\Delta P$  для интенсивной фильтрации в области разрушения и предразрушения. Это обстоятельство имеет важное практическое значение для рациональной проводки скважин при прохождении отложений с аномально низкими, высокими, и нормальными пластовыми давлениями.

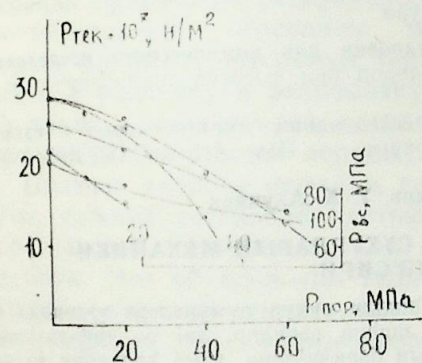


Рис. 5

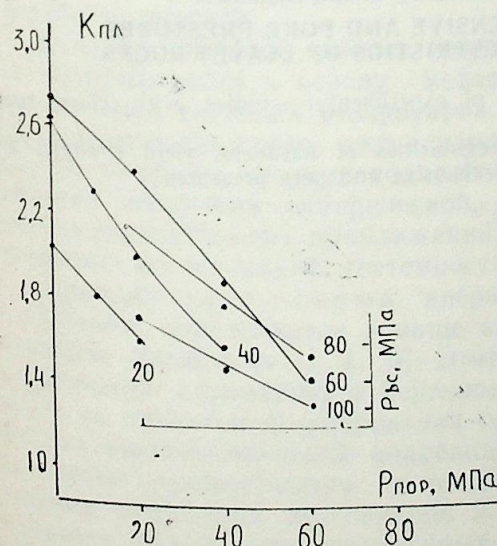


Рис. 6

Зависимости твердости, предела текучести и коэффициента пластичности от порового давления, при различных постоянных значениях всестороннего давления, представлены на рис. 4, 5, 6, из которых видно, что с ростом порового давления твердость, предел текучести и коэффициент пластичности глин уменьшаются. При этом наиболее интенсивное снижение их наблюдается при небольших значениях всестороннего давления — 20, 40, 60 МПа. При больших значениях всестороннего давления — 80, 100 МПа интенсивность снижения твердости, предела текучести и коэффициента пластичности уменьшается.

Исследовались также более плотные глинистые породы ( $\gamma = 2,35$  Г/см<sup>3</sup>) месторождения Сангачалы-море (см. табл. 1). Результаты опытов представлены в табл. 2.

УДК 553.98.048

Ю. М. КОНДРУШКИН

### МЕТОДОЛОГИЧЕСКИЕ ПРИНЦИПЫ ИЗУЧЕНИЯ СЛОЖНЫХ ПРИРОДНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ НЕФТИ И ГАЗА С ЦЕЛЬЮ ПОДСЧЕТА ЗАПАСОВ И РАЗРАБОТКИ

Современные научно-теоретические проблемы подсчета запасов нефти и газа на геологическом уровне связаны с ростом сложности строения природных резервуаров и пластовых углеводородных систем. Это обусловлено освоением месторождений на больших глубинах (свыше 4,5 км) с высокими термобарическими параметрами и вовлечением в разведку и разработку залежей в сложных коллекторах, в том числе в коллекторах нетрадиционного типа (изверженные, метаморфические, глинистые породы).

Подсчет запасов нефти и газа, как и нефтегазопромысловая геология, важной составной частью которой он является, базируется на теоретических положениях как собственно геологических, так и других наук. Это обусловлено геологической природой запасов и многообразием научных дисциплин (нефтегазопромысловая геология, геология нефти и газа, промысловая геофизика, геотектоника, литология, физика пласта, гидродинамика и др.), которые объясняют условия образования и размещения залежей, морфологию и внутреннее строение природных резервуаров, процессы перемещения флюидов при разработке залежей.

К числу наиболее важных геологических принципов или постулатов, которые легли в основу методологической базы, разработанной для изучения сложных резервуаров и решения задач подсчета запасов, отнесены принципы: актуализма; последовательности напластования; ритмичности осадконакопления; нормального закона осадконакопления; сочетания эмпирической, косвенной и априорной информации; последовательных приближений; полноты и информативности геологических исследований; системности исследований.

Принцип актуализма, впервые сформулированный в XIX в. Ч. Лайелем, определяется в наше время как «настоящее — ключ к познанию прошлого» [1, 4, 5]. Этот принцип выражает сравнительно-историческую концепцию о переносе современных геологических процессов на процессы формирования геологических тел в прошлом. Реализация актуалистической концепции позволила использовать ретро-спективные реконструкции в тектонике и литологии для изучения сложных природных резервуаров и решить задачи, связанные с повышением надежности структурных построений, обоснованием тектонических границ залежей и распознаванием особенностей формирования и нефтегазонасыщения сложно построенных ловушек нефти и газа.

Принцип последовательности напластования, по

Кривые зависимости твердости, предела текучести и коэффициента пластичности от всестороннего давления при различных постоянных значениях порового давления, а также кривые зависимости твердости, предела текучести и коэффициента пластичности от порового давления, при различных постоянных значениях всестороннего давления для этих плотных глин (в статье эти кривые не приводятся), качественно отличаются от аналогичных кривых предыдущих малоуплотненных глин. Количественное отличие состоит лишь в том, что если в малоуплотненных глинах значения дифференциальных давлений, соответствующие максимуму (начало интенсивной фазы фильтрации) при поровых давлениях, равных 0,1; 30 и 60 МПа, составили 40, 32, 30 МПа, то при тех же значениях порового давления значения дифференциальных давлений для глин с плотностью 2,35 Г/см<sup>3</sup>, соответствующие максимуму кривых, составили 54, 35 и 20 МПа. Следовательно, чем больше плотность глин, тем больше дифференциального давления требуется для интенсивной фильтрации жидкости в породе.

#### Литература

1. Иманов А. А. Экспериментальная установка для комплексного исследования механических и физических свойств горных пород при высоких термобарических условиях. — АзНИИ ИНТИ, 1984, № 8.
2. Иманов А. А. Разработки методики исследования горных пород и схем их нагружения в условиях моделирующих забойные. — Изв. АН АзССР, 1984, № 1.

А. А. Иманов, В. С. Маммадов, У. Х. Ахундов

#### ЛАЈ ВЭ ДАҒ ТЭЗЈИГИНИН КИЛЛИ СҰХУРЛАРЫН МЕХАНИКИ ХАССЭЛЭРИНЭ ТЭ'СИРИ

Мәгаләдә дәрин гујулардан көтүрүлмүш килли сұхур нүмунәләри үзәриндә апарылан тәчрүби тәдигатларын нәтичәләринин шәһри верилир, лај вә дағ тәзјигинин бирликдә тә'сири шәрантиндә килли сұхурларын бәрклијинин, ахма һәддинин вә пластиклик әмсалынын дәјишмә ганунајуғунлуғу көстәрилир.

A. A. Imanov, V. S. Mamedov, U. Kh. Akhundov

#### INFLUENCE OF COMPREHENSIVE AND PORE PRESSURES UPON MECHANICAL CHARACTERISTICS OF CLAYEY ROCKS

The article deals with the results of experimental studies with clayey rocks samples taken from deep wells.

The authors determine the change regularities of hardness, yield strength, and elasticity factor of clayey rocks with comprehensive and pore pressures.

представлениям Ю. А. Косыгина, является модификацией принципа актуализма [1]. Существо принципа заключается в закономерном формировании пластов в геологическом разрезе по схеме: верхний пласт моложе нижнего. Последовательность напластования воспроизводится экспериментально и наблюдается в современной природе. Принцип лежит в основе исследований по расчленению геологического пространства на тела различных рангов, использован в палеотектонических исследованиях на основе анализа мощностей.

Принцип ритмичности (цикличности) осадконакопления основан на повторяемости в осадочных разрезах пород определенного литологического состава, что обусловлено связью осадконакопления с колебательными тектоническими движениями дна бассейна седиментации. Применение этого принципа нашло широкое отражение при разработке методологических основ расчленения продуктивных отложений, выделении объектов подсчета запасов в слоисто-неоднородном терригенном разрезе. Характерной чертой ритмических разрезов является увеличение глинистости и уменьшение зернистости пород к верхам ритма.

Принцип нормального закона осадконакопления основан на существовании зависимости линейного вида между абсолютными глубинами залегания двух исследуемых интервалов разреза, что наблюдается в условиях, когда погружение бассейна седиментации практически полностью компенсируется осадконакоплением. Этот принцип позволил выполнить комплекс исследований по прогнозированию структурных и изучению палеоструктурных поверхностей глубоководнопогруженных залежей нефти и газа.

Принцип сочетания эмпирической, косвенной и априорной информации. Многие задачи при изучении сложных природных резервуаров решаются в условиях ограниченного объема информации на больших глубинах или сравнительно низкой информативности геолого-разведочного материала в коллекторах сложного строения. Небольшой объем прямой (эмпирической) информации по разведочным скважинам, особенно на начальном этапе разведки, практически полное отсутствие данных об изменчивости геологических признаков между скважинами выдвинули на передний план задачу разумного сочетания эмпирической и косвенной информации по конкретному месторождению и априорной информации по региону. Априорная информация включает как прямую аналогию, так и установленные для региона закономерности и разработанные оценочные классификации.

Принцип последовательных приближений предусматривает этапность изучения и подсчета запасов месторождений, что уменьшает риск экономических потерь. На основе этого принципа процесс подсчета запасов подразделяется на две стадии и четыре этапа (рис. 1). На первой стадии рассчитываются начальные балансовые ивлекаемые запасы по данным поисково-разведочных работ и опытно-промышленной эксплуатации скважин, на второй стадии — по данным геолого-разведочных работ и разработки залежей.

На этапе открытия месторождения, когда изученность его основывается на результатах бурения первых поисковых скважин и геофизических исследованиях (главным образом сейсморазведки), выполня-

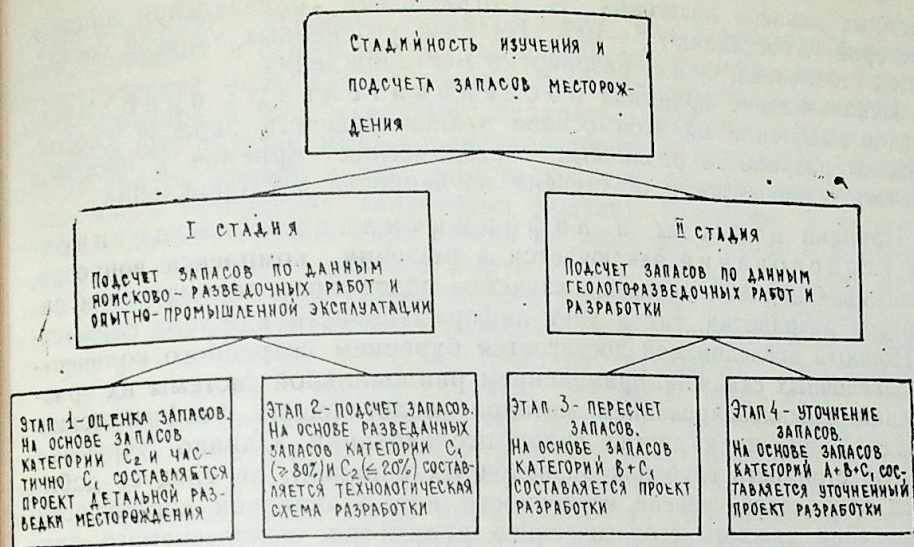


Рис. 1. Схема этапности изучения и подсчета запасов месторождения по данным геолого-разведочных работ и разработки

няется оценка промышленной значимости месторождения. Запасы оцениваются по категории  $C_2$  (предварительно оцененные запасы) и лишь частично по  $C_1$ . Степень изученности месторождения обеспечивает составление детального проекта разведки. На втором этапе после завершения разведочных работ, в процессе которых осуществляется опытно-промышленная эксплуатация скважин, выполняется подсчет разведанных запасов нефти и газа с утверждением запасов в ГКЗ СССР. Изученность месторождения на этом этапе обеспечивает выделение запасов категорий  $C_1$  (не менее 80%) и  $C_2$ . Погрешности определения запасов категории  $C_1$  не должны превышать 20—25%. На базе утвержденных разведанных запасов составляется технологическая схема разработки месторождения. На следующем, третьем, этапе изучения месторождения в процессе реализации технологической схемы появляется дополнительная информация по добывающим скважинам и, как правило, возникает необходимость осуществления пересчета запасов. На этапе пересчета запасов выделяются категории B и  $C_1$ . Погрешности определения запасов категории B не должны превышать 15%. На основе пересчитанных и утвержденных запасов составляется проект разработки месторождения. В период реализации проекта наступает качественно новый этап в изучении месторождения, когда на основе более плотной сетки скважин изучаются детали геологического строения, особенности распределения по площади и разрезу фильтрационно-емкостных свойств и нефтегазонасыщенности пород-коллекторов. На этапе осуществления проекта разработки уточняются запасы (этап уточнения запасов) с выделением в объеме раз-

веданных запасов категории А. Погрешности определения запасов категории А составляют 5—10%. На базе уточненных запасов составляется уточненный проект разработки месторождения.

Использование принципа последовательности и выделение на этой основе этапов подсчета запасов способствовало разработке различных методических приемов и способов подсчета в зависимости от степени изученности месторождения.

Принцип полноты и информативности геологических исследований заключается в решении комплекса вопросов, обеспечивающих как надежное изучение подсчетных параметров и параметров разработки, так и учет информативности каждого параметра. Полнота исследований достигается бурением потребного количества разведочных скважин, применением рациональной системы их размещения, комплексированием методов геологических, геофизических, гидродинамических и других видов исследований. Однако, учитывая высокую стоимость глубоких разведочных скважин, не следует добиваться одинаковой степени изученности или одинаковой погрешности определения каждого геологического параметра, используемого при подсчете запасов и в проектных документах по разработке, так как информативность параметров различная. Наиболее информативными подсчетными параметрами для стабилизации изменения запасов являются площадь нефтегазоносности и нефтегазонасыщенная толщина. По данным работы [6], стабилизация изменений площади нефтегазоносности на 50—60% определяет стабилизацию изменения запасов.

Принцип системности исследований, или системный подход к изучению геологического строения природных резервуаров для подсчета запасов нефти и газа, охватывает два аспекта: изучение процесса подсчета запасов и изучение объекта как сложного геологического тела.

Научный подход к процессу подсчета запасов предусматривает разработку и использование логической системы, состоящей из параллельных ветвей и включающей геолого-физические условия для обоснования геологической модели залежи и месторождения, методы получения информации о строении и параметрах залежей, методы подсчета запасов, оценки точности запасов и эффективности разведки [3].

Системный подход к изучению объекта (месторождения) дает возможность составить четкое представление об уровнях организации объекта исследования и позволяет выделить тот уровень, в рамках которого наиболее эффективно решается поставленная задача.

Геологические объекты — это очень сложные по своей природе системы, так как формирование их связано с взаимодействием многочисленных переменных различной физической природы. Такие системы В. В. Налимов [2] предложил характеризовать как «плохо организованные системы». Нефтегазовые месторождения и залежи, как и другие геологические системы, не поддаются строгому математическому описанию, поэтому для их изучения используется понятие модели, обеспечивающее приближенное представление о строении объекта. Традиционно для изучения геологического строения залежей с целью подсчета запасов и разработки используются графические модели, ко-

торые отражают строение месторождения или резервуара в целом (макроуровень) и отдельных частей резервуара (мезоуровень). Горно-геометрические модели макроуровня дают представления о морфологии резервуара и распределении параметров внутри его (резервуарные модели). Модели мезоуровня характеризуют внутреннее строение резервуара на уровне пласта или нескольких пластов, составляющих лишь часть резервуара (пластовые модели). Последние в виде зональных литологических карт нашли широкое применение при дифференцированной оценке запасов нефти и газа. Наконец, следует выделить вещественно-структурные модели (микроуровень), отображающие на основе экспериментального изучения кернового материала вещественный состав горных пород и структуру пустотного пространства, т. е. микроуровень строения объекта. Описанные выше макро-, мезо- и микроуровни отражают системный подход к изучению объекта подсчета запасов как сложного геологического тела. Познавательные возможности и разрешающая способность моделей геологического строения резервуаров существенно расширяются за счет применения математических методов. Отсюда следует, что одним из факторов повышения эффективности изучения залежей при подсчете запасов и разработке является синтез резервуарных, пластовых и вещественно-структурных моделей с методами математического моделирования и ЭВМ. Такой подход к изучению строения сложных природных резервуаров назван в работе геологическим моделированием (рис. 2).

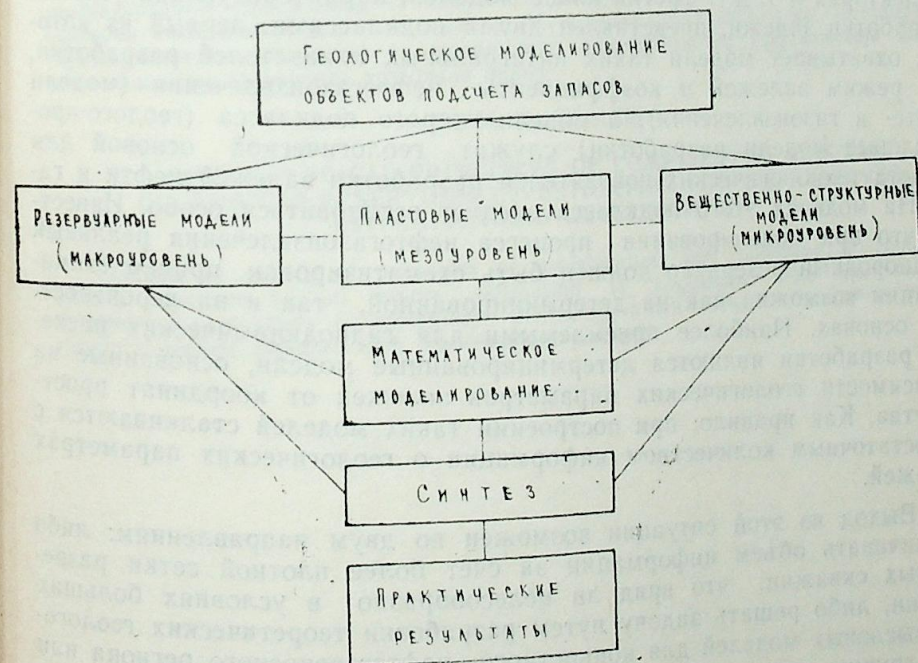


Рис. 2. Система геологического моделирования объектов подсчета запасов

С позиций системного подхода к решению геологических задач в процессе подсчета запасов и разработки предлагается выделять три класса геологических моделей. Первый класс охватывает задачи геологического моделирования на макро- и мезоуровнях, включая разбег разреза и выделение объектов подсчета запасов, изучение морфологии структурных и палеоструктурных поверхностей, характера контактов нефть—вода, газ—вода, газ—нефть, литологических особенностей разреза, условий образования ловушек, тектонических и литологических границ залежей, особенностей изменения общих и эффективных толщин и расчлененности резервуаров. В этом классе моделей целесообразно различать два подкласса: модели статических, или, по терминологии Ю. А. Косыгина [1], квазистатических систем, и модели ретроспективных систем. Квазистатические модели характеризуют фиксированный момент геологического времени в общем неравновесном процессе. Эти модели представляются в виде структурных и зональных литологических карт, геологических профилей и описаний геологических тел различных рангов (слой, пласт, горизонт и т. д.). Содержательный смысл ретроспективных моделей — отображение геологического прошлого на основе анализа мощностей и литофаций (палеоструктурные карты и профили, графики формирования ловушек и т. д.). Второй класс моделей предназначен для решения геологических задач на микроуровне и связан с моделированием внешнего облика и состава минеральных зерен, структуры пустотного пространства (различные зависимости между пористостью и проницаемостью, радиусом поровых каналов и проницаемостью матрицы в сложных коллекторах и т. д.). Третий класс моделей, характеризующий условия разработки залежи, представлен двумя подклассами, первый из которых охватывает модели таких интегральных показателей разработки, как режим залежей и коэффициенты нефтегазоизвлечения (модели нефте- и газоизвлечения), а модели второго подкласса (геолого-промысловые модели разработки) служат геологической основой для расчета технологических показателей разработки залежей нефти и газа. На моделях этого подкласса следует остановиться особо. Известно, что при моделировании процесса нефтегазоизвлечения реальный неоднородный резервуар должен быть схематизирован, причем схематизация возможна как на детерминированной, так и на вероятностной основах. Наиболее приемлемыми для гидродинамических расчетов разработки являются детерминированные модели, основанные на зависимости геологических параметров залежей от координат пространства. Как правило, при построении таких моделей сталкиваются с недостаточным количеством информации о геологических параметрах залежей.

Выход из этой ситуации возможен по двум направлениям: либо увеличивать объем информации за счет более плотной сетки разведочных скважин, что вряд ли целесообразно в условиях больших глубин, либо решать задачу путем разработки теоретических геолого-промысловых моделей для конкретного нефтегазоносного региона или для группы месторождений со сходными условиями формирования природных резервуаров, ловушек и характера их нефтегазонасыщения в рассматриваемых термобарических условиях. Второе направление представляется вполне перспективным, особенно для хорошо изучен-

ных регионов и на ранних стадиях разработки месторождений. При построении детерминированных теоретических моделей возможно и целесообразно широкое использование вероятностных моделей распределения геолого-физических параметров залежей с учетом априорной информации по региону. Из сказанного следует, что отличительным аспектом этого метода является сочетание детерминированных и вероятностных моделей.

#### Литература

1. Косыгин Ю. А. Тектоника. — М.: Недра, 1983.—536 с.
2. Налимов В. В. Теория эксперимента. — М.: Наука, 1971. — 207 с.
3. Научные проблемы оценки промышленных ресурсов нефти и газа в Азербайджане/М. Т. Абасов, Л. А. Буряковский, Ю. М. Кондрушкин и др. — В сб.: Очерки по геологии Азербайджана. Азернешр, 1984, с. 16—35.
4. Нейман В. Б. Теория и практика палеотектонического анализа. — М.: Недра, 1974. — 80 с.
5. Рамановский С. И. Седиментологические основы литологии. — Л.: Недра, 1977.—408 с.
6. Теория и практика разведки месторождений нефти и газа/И. И. Нестеров, В. Б. Васильев, А. М. Волков и др. — М.: Недра, 1985. — 215 с.

Ю. М. Кондрушкин

#### НЕФТ ВӘ ГАЗ ҒИТИЈАТЛАРЫНЫҢ ҲЕСАБЛАНМАСЫ ВӘ ИШЛӘНМӘСИ МӘГСӘДИ ИЛӘ МҮРӘҚКӘБ ТӘБИИ РЕЗЕРВУАРЛАРЫН ӨЈРӘНИЛМӘСИНИҢ МЕТОДОЛОЖИ ПРИНЦИПЛАРИ

Мәғаләдә ғитијатын һесаблинамасы мәсәләсини һәлл етмәк үчүн мурәққәб тәби и резервуарларын өјрәнилмәси вә моделләшдирилмәсинә даир комплекс кәоложи принциплярин ишләнилмәсиндән бәһс едилир. Мүәјјәнләшдирилмишдир ки, јатагларын ғитијатларынын һесаблинамасы вә ишләнмәнин өјрәнилмәсиниң еффеқтлилији кәоложи моделләшдирмә васитәсилә артырыла биләр.

Yu. M. Kondrushkin

#### METHODOLOGICAL PRINCIPLES OF COMPLICATED NATURAL OIL AND GAS RESERVOIRS INVESTIGATION FOR OIL RESERVES ESTIMATION AND DEVELOPMENT

Complex of geological principles of investigation and modelling of complicated natural reservoirs for oil reserve estimation is suggested. The main factor of detailed oil pool study is geological modelling, which comprises reservoirs, bed and structural models together with mathematical methods.

УДК 552.51:519.24

Ю. М. КОНДРУШКИН, Л. Г. КРУТЫХ, И. Л. БУРЯКОВСКАЯ

### О ВЛИЯНИИ ГРАНУЛОМЕТРИЧЕСКОГО СОСТАВА И ГЛУБИНЫ ЗАЛЕГАНИЯ НА ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫЕ СВОЙСТВА ТЕРРИГЕННЫХ ПОРОД

Наиболее полное изучение коллекторских свойств пород может быть выполнено только с учетом их взаимосвязи и взаимовлияния. Поскольку пористость и проницаемость являются основными фильтрационно-емкостными характеристиками коллекторов нефти и газа, была изучена зависимость между этими параметрами с учетом литологии и глубины залегания пластов-коллекторов.

Исследования выполнялись на большом фактическом материале, полученном при изучении образцов пород [3], слагающих коллекторы нефти и газа продуктивной толщи (ПТ) Азербайджана.

В сферу исследования вошли все разрабатываемые месторождения Апшеронской нефтегазоносной области, а также месторождения Бакинского архипелага. Всего было использовано около 5 тыс. парных определений пористости и проницаемости по 32 месторождениям. Стратиграфически изучены все свиты продуктивной толщи, причем основное внимание уделено литологическому и гипсометрическому факторам, а не стратиграфической приуроченности.

Коллекторы продуктивной толщи, формировавшиеся в мелководном бассейне, сложены глинисто-алевритовыми песками, супесями, алевритами, суглинками, хлидолитами и их сцементированными разновидностями. С целью учета литологии пород все анализы были разделены на 4 укрупненные группы: 1 — пески с содержанием зерен размером более 0,1 мм, превышающим 50%; 2 — алевриты с содержанием зерен размеров от 0,1 до 0,01 мм, превышающим 50%; 3 — хлидолиты с содержанием песчаной, алевритовой и глинистой фракций порядка 30% каждая; 4 — суглинки с содержанием глинистых частиц (размером менее 0,01 мм) порядка 40%.

В последние годы первостепенное значение приобретает разведка и разработка глубокозалегающих нефтегазовых месторождений, коллекторы которых из-за ограниченного объема кенового материала еще недостаточно изучены. Поэтому, с целью одновременного изучения влияния литологии и глубины залегания (давления вышележащих толщ) на коллекторские свойства пород, все анализы по литологическим группам были разделены по интервалам глубин: 1 — до глубины 2000 м, 2 — 2000 до 4000 м и 3 — от 4000 до 6000 м.

Как известно, математическое изучение связей между различными параметрами, характеризующими физические свойства пород, дает возможность получить более надежную и объективную оценку реально существующих количественных взаимосвязей. Поэтому, располагая

огромным фактическим материалом, обрабатывали его методами математической статистики. Для оценки тесноты и вида связи между анализируемыми параметрами использовался корреляционно-регрессионный анализ. Разработана программа для ЭВМ, позволяющая как по исходному массиву данных, так и по тем же данным, сгруппированным в корреляционную таблицу (матрицу), вычислять все необходимые характеристики одно- и двумерных распределений с учетом теоретического закона распределения вероятностей. Особенностью программы является возможность вычислять коэффициенты ортогональной регрессии, представляющей собой единую линию связи, изображаемую большей осью эллипса корреляции.

Были получены и проанализированы одно- и двумерные распределения параметров коллекторских свойств пород (пористости и проницаемости). В табл. 1 и на рис. 1 представлены распределения пористости и проницаемости ( $\lg K_{пр}$ ) отдельно для трех интервалов глубин. В пределах каждого интервала глубин распределения изучаемых параметров построены с учетом литологии, т. е. для различных типов пород: песков, алевритов, хлидолитов и суглинков. Для всех одномерных распределений найдены числовые характеристики: размах, среднее значение параметра, среднее квадратическое отклонение параметра и его средней величины, коэффициенты вариации.

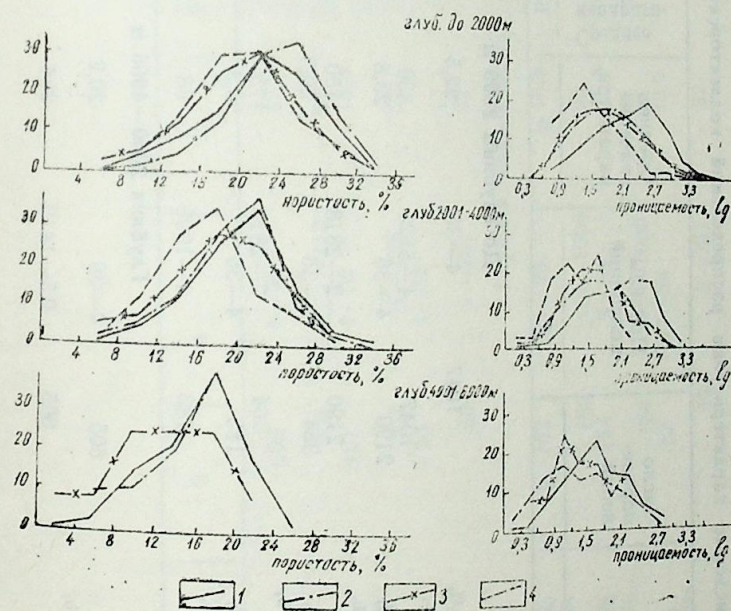


Рис. 1. Дифференциальные кривые распределения пористости и проницаемости различных литологических разновидностей пород с учетом глубины залегания: 1 — пески; 2 — алевриты; 3 — хлидолиты; 4 — суглинки

Рассмотрим изменение фильтрационно-емкостных свойств пород различных литологических разновидностей. Как видно на рис. 1, распределения пористости и проницаемости (при использовании для  $K_{пр}$  логарифмического масштаба по оси абсцисс) представлены симметричными кривыми. Очевидно, что теоретическим законом, аппроксимирующим эмпирические распределения плотности вероятности, будет для

Числовые характеристики распределений коллекторских свойств пород

Таблица 1

Тип породы	Параметр	Число определений	Пределы колебаний	Среднее значение параметра	Среднее квадратическое отклонение		Кoeffициенты вариации		Кoeffициенты корреляции
					Среднее квадратическое отклонение	Среднее квадратическое отклонение	V	V <sub>x</sub>	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Пески	Пористость, % Проницаемость, 10-15M <sup>2</sup>	1047	4-36	22,5	4,9	0,15	21,7	0,7	0,42
Алевриты	Пористость, % Проницаемость, 10-15M <sup>2</sup>	1047 2190	4-5623 4-36	330 23,8	858 4,6	26,5 0,10	260 19,2	8,0 0,4	0,37
Хлидолиты	Пористость, % Проницаемость, 10-15M <sup>2</sup>	2190 364	2-2818 4-36	150 20,3	402 5,4	8,6 0,28	268 26,6	5,7 1,4	0,41
Суглинки	Пористость, % Проницаемость, 10-15M <sup>2</sup>	364 183	2-2818 4-36	175 20,3	476 5,9	24,9 0,44	272 29,1	14,2 2,1	0,34
Пески	Пористость, % Проницаемость, 10-15M <sup>2</sup>	183	4-1995	68	367	27,1	540	39,8	0,58
Пески	Пористость, % Проницаемость, 10-15M <sup>2</sup>	605	4-36	20,2	5,2	0,21	25,5	1,0	0,58
Пески	Пористость, % Проницаемость, 10-15M <sup>2</sup>	605	0,5-1413	204	228	9,3	112	4,5	0,58

Окончание таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Алевриты	Пористость, % Проницаемость, 10-15M <sup>2</sup>	608	4-36	19,5	5,2	0,21	26,5	1,1	0,61
Хлидолиты	Пористость, % Проницаемость, 10-15M <sup>2</sup>	608 101	0,5-1413 4-32	88 18,3	228 5,6	9,2 0,56	259 30,5	10,5 3,1	0,48
Суглинки	Пористость, % Проницаемость, 10-15M <sup>2</sup>	101 60	2-708 4-32	85	141	14,0	165	16,5	0,44
Суглинки	Пористость, % Проницаемость, 10-15M <sup>2</sup>	60	1-251	17,1 32	6,0 54	0,78 7,0	35,3 168	4,6 21,7	0,44
Пески	Пористость, % Проницаемость, 10-15M <sup>2</sup>	162	3,1-28	16,3	5,2	0,41	32,2	2,5	0,46
Алевриты	Пористость, % Проницаемость, 10-15M <sup>2</sup>	162 154	0,5-1000 4-24	95 15,8	187 3,8	14,7 0,30	196 23,8	15,4 1,9	0,53
Хлидолиты	Пористость, % Проницаемость, 10-15M <sup>2</sup>	154 12	0,5-1000 3,7-24	58 13,0	188 2,1	15,2 0,61	326 16,4	26,3 4,7	0,39
Хлидолиты	Пористость, % Проницаемость, 10-15M <sup>2</sup>	12	2-251	52	76	22,1	148	42,6	0,39

пористости — нормальный, а для проницаемости — логарифмически-нормальный.

В целях проверки существенности различия средних величин пористости и проницаемости выделенных групп литологических разностей по интервалам глубин были вычислены критерии согласия Стьюдента и Фишера между каждой парой групп пород. Проверка показала, что вычисленные значения коэффициентов Стьюдента и Фишера оказались выше табличных значений, т. е. различие средних значений пористости и проницаемости и их дисперсий для отдельных групп пород является существенным.

Модальные интервалы эмпирических распределений пористости и проницаемости изменяются от песков к суглинкам в сторону меньших значений. Вместе с тем с глубиной для однотипных литологических разностей также отмечается изменение моды в сторону меньших значений. Анализ числовых характеристик распределений (см. табл. 1) показывает, что в пределах отдельных интервалов глубин отмечается уменьшение средних значений пористости и проницаемости от группы песков к группе суглинков (табл. 2). С изменением глубины залегания

Таблица 2  
Сводные данные о фильтрационно-емкостных свойствах пород продуктивной толщи Азербайджана

Интервал глубин, м	Пористость, %				Проницаемость, $10^{-15} \text{ м}^2$			
	песков	алевроитов	хлидолитов	суглинков	песков	алевроитов	хлидолитов	суглинков
До 2000	22,5	23,8	20,3	20,3	330	150	175	68
2000—4000	20,2	19,5	18,3	17,1	204	88	85	32
4000—6000	16,3	15,8	13,0	—	95	58	52	—

наблюдается еще более отчетливое уменьшение параметров фильтрационно-емкостных свойств пород (см. табл. 2). Пористость песков в интервале 1000—5000 м изменяется от 22,5 до 16,3%, т. е. примерно 1,2% на каждую 1000 м, пористость алевроитов — от 23,8 до 15,8%, т. е. 1,6% на 1000 м, пористость хлидолитов — от 20,3 до 13,0%, т. е. 1,5% на 1000 м. Фактический материал об изменении пористости с глубиной более глинистых разностей (суглинков) имеется для интервала 1000—3000 м. В этом интервале пористость суглинков уменьшается от 20,3 до 17,1%, т. е. 1,1% на 1000 м. По литературным данным [1, 2, 4], интенсивность изменения пористости с глубиной в глинистых разностях выше, чем в песчано-алевроитовых коллекторах.

Наибольшие изменения в средних значениях отмечаются как по проницаемости отдельных литологических групп пород, так и с глубиной. Так, с увеличением глубины от 1000 до 5000 м проницаемость песков уменьшается от 330 до  $95 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ , т. е. примерно 14% на 1000 м, алевроитов — от 150 до  $58 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ , т. е. 12% на 1000 м, хлидолитов — от 175 до  $52 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ , т. е. 14% на 1000 м. Как видно, влияние глубины залегания наиболее интенсивно сказывается на изменении проницаемости по сравнению с пористостью, поскольку в результате уплотнения пространства.

Проведенные исследования позволяют считать, что на глубинах

8—9 км песчано-алевроитовые породы ПТ хотя и будут иметь более низкую коллекторскую характеристику, однако будут обладать более удовлетворительными первичными фильтрационно-емкостными свойствами для скопления залежей углеводородов. Так, первичная пористость песков на глубине 9 км, согласно выполненным исследованиям, составит порядка 10%; такой же пористостью будут обладать алевроиты на глубине 8 км. Проницаемость песков на глубине 9 км может достигать  $30 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ , а алевроитов — до  $10 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ . На столь больших глубинах возможно развитие трещиноватости осадочных пород.

Как известно, применение корреляционно-регрессионного анализа для обработки данных о коллекторских свойствах пород позволяет объективизировать представление о взаимовлиянии тех или иных параметров, разрабатывать классификации пород и др. Поэтому изучение связи между пористостью и проницаемостью выполнялось с помощью корреляционно-регрессионного анализа. Были составлены корреляционные таблицы, на основе которых построены графики зависимости условных средних одного из параметров (пористости) от значений другого параметра (проницаемости) и вычислены коэффициенты корреляции. Обработка также выполнялась с учетом литологии и глубины залегания коллекторов. Вычисленные коэффициенты корреляции (см. табл. 1) оказались невысокими — от 0,34 для суглинков в интервале глубин до 2000 м до 0,61 для алевроитов в интервале

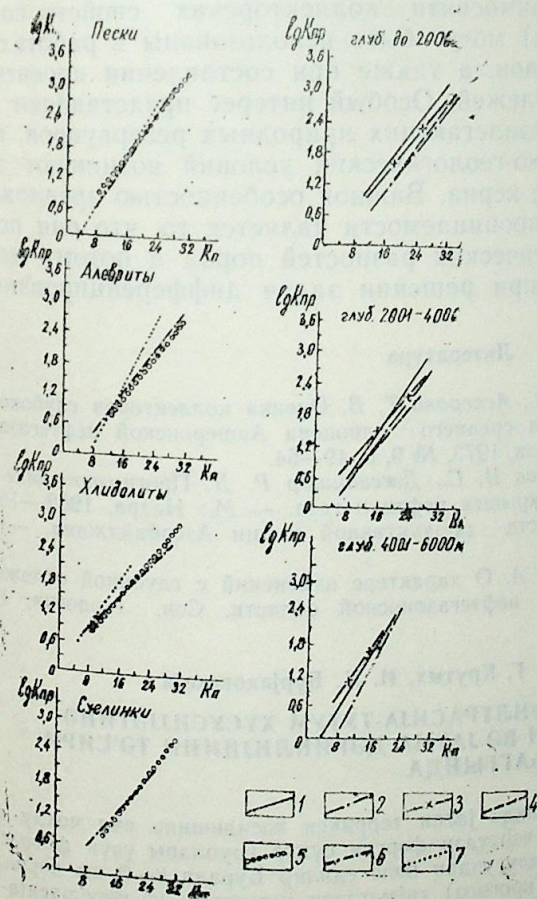


Рис. 2. Графики зависимости средней проницаемости от пористости для различных литологических разностей пород с учетом глубины залегания:  
1 — пески; 2 — алевроиты; 3 — хлидолиты; 4 — суглинки; 5 — до глубины 2000 м; 6 — от 2001 до 4000 м; 7 — от 4001 до 6000 м

глубин 2000—4000 м. Необходимо отметить, что в пределах глубин 2000—4000 м отмечаются наиболее высокие коэффициенты корреляции, причем теснота связи уменьшается от алевроитов ( $r=0,61$ ) к пескам ( $r=0,58$ ) и далее к хлидолитам ( $r=0,48$ ) и суглинкам ( $r=0,44$ ).

На рис. 2 показаны графики зависимости средней проницаемости ( $\lg K_{пр}$ ) от пористости для различных литологических разностей пород с учетом глубины залегания. На графиках видно, что при одной и той же пористости проницаемость песков, хлидолитов и суглинков несколько различается. Более отчетливо различие наблюдается с изменением глубины.

Таким образом, на большом фактическом материале установлены корреляционные зависимости пористости и проницаемости с учетом влияния литологии и глубины залегания. Выполненные исследования дают количественную оценку фильтрационно-емкостных свойств различных литологических групп пород с глубиной. Установленные закономерности изменения коллекторских свойств (пористости и проницаемости) с учетом влияния литологии и глубины залегания полностью соответствуют теоретическим и экспериментальным исследованиям, т. е. пористость и проницаемость горных пород уменьшается под действием статической и динамической нагрузки в соответствии со структурно-литологическим составом пород.

Полученные модели взаимосвязи коллекторских свойств пород (пористости и проницаемости) могут быть использованы в работах по подсчету запасов углеводородов, а также при составлении проектных документов по разработке залежей. Особый интерес представляют эти модели при изучении глубокозалегающих природных резервуаров, когда вследствие сложных горно-геологических условий возникают значительные трудности в отборе кернa. Важной особенностью предложенных моделей пористости и проницаемости является то, что они получены для различных литологических разностей пород и потому могут быть широко использованы при решении задач дифференцированной оценки запасов.

#### Литература

1. Алиев А. И., Керимова А. А., Аскерова Т. В. Оценка коллекторов глубоко залегающих продуктивных горизонтов среднего плиоцена Апшеронской нефтегазоносной области. — Геология нефти и газа, 1973, № 9, с. 49—54.
2. Буряковский Л. А., Джафаров И. С., Джеваншир Р. Д. Прогнозирование физических свойств коллекторов и покрышек нефти и газа. — М.: Недра, 1982.—199 с.
3. Каталог коллекторских свойств продуктивной толщи Азербайджана. — Баку: Элм, 1971—614 с.
4. Теодорович Г. И., Чернов А. А. О характере изменений с глубиной отложений продуктивной толщи Апшеронской нефтегазоносной области. Сов. геология, 1968, № 4, с. 83—93.

Ж. М. Кондрушкин, Л. Г. Крутых, И. Л. Буряковская

#### ТЕРРИКЕН СҮХУРЛАРЫН ФИЛТРАСИЈА-ТУТУМ ХҮСУСИЈАТИНЭ ГРАНУЛОМЕТРИК ТЭРКИБИН ВЭ ЈАТМА ДЭРИНЛИЈИНИН ТЭСИРИ НАГГЫНДА

Мәгаләдә 6 км-ә гәдәр дәринликдә јатан террикен кәсилишинә аид чохла фактики материал әсасында литоложи чәһәтдән фәргли сүхур групплары үчүн филтрасија-тутум хусусијәтләринин гаунаујғулуғундан бәһс едилир Бурада 8—9 км дәринликдә мәсамәлилик вә кеңирчилијин (прогноз) гижмәтләри верилмиш вә корелјасија-рег-

ресија анализи әсасында ЕҢМ үчүн јарадылмыш програмын тәтбиғи нәтиҗәсиндә мәсамәлилик вә кеңирчилилик арасында статистик әлағә өјрәнилмишдир. Бу да програм илә корелјасија еллипсини бөјүк охуу әкс етдирән вәһид әлағә хәтти илә кәстәрилән ортогонал регресијанын әмсалларыны һесабламаға имкән верир.

Yu. M. Kondrushkin, L. G. Krutych, I. L. Buryakovskaya

#### ABOUT THE INFLUENCE OF GRANULOMETRIC COMPOSITION AND DEPTH ON RESERVOIR PROPERTIES OF TERRIGENE ROCKS

For different types of rocks (sands, aleurites, chlidolites and loams) the dependence between reservoir properties and depth is investigated. Prognoses of porosity and permeability of rocks are given for 8—9 km depth. The statistical dependence of porosity and permeability on the base of correlation-regression analysis, calculated by ECM, is delivered.

УДК

М. Т. АБАСОВ, Ш. Ф. МЕХТИЕВ, А. Б. ЦАТУРЯНЦ

О ВОЗМОЖНОМ МЕХАНИЗМЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ ПО ГЛУБИНЕ

Успешность поиска глубоко- сверхглубокопогруженных залежей определяется знанием закономерностей распределения нефтегазовых залежей в земной коре, а для конкретного района — плотности распределения или сравнительной частоты (встречаемости) залежей на различных глубинах.

На рис. 1 приводятся фактические данные [1—3] о распределении нефтегазовых залежей по территориям СССР и США и по гигантским и крупным месторождениям мира в виде изменения плотности распределения залежей с глубиной или числа залежей на один метр разреза для данного интервала глубины, отнесенные к середине интервала. Общее число залежей принято за единицу. Как видно, плотность распределения залежей с глубиной вначале растет (участок DA), достигает максимума, (точка А) в интервале 1000+2000 м, затем непрерывно уменьшается с увеличением глубины (участок AC).

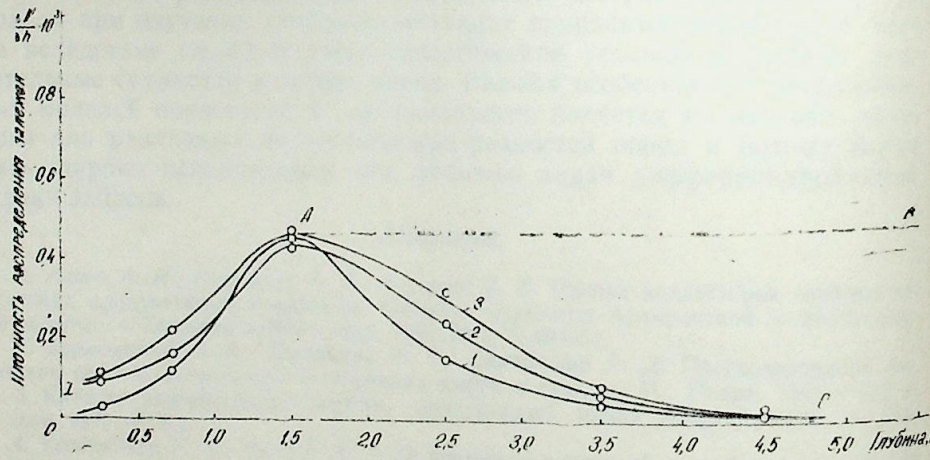


Рис. 1. Модель пласта

Если рассматривать все известные в мире залежи в целом, то такая закономерность наблюдается вполне определенно. Однако имеются и отклонения от этой закономерности. Основные типы нефтегазоносных регионов (древние платформы, молодые платформы, древние складчатые области, молодые складчатые области) характеризуются присущими каждому региону особенностями распределения нефти и газа (рис. 2). Как известно, уже открыты и есть основания ожидать

открытия новых глубоко- и сверхглубокопогруженных залежей нефти и газа в регионах с различным геологическим строением.

Глубина, м	Древние платформы		Молодые платформы		Молодые складчатые области		Древние складчатые области	
	Рз	Мз	Мз	Мз	Кз	Рз	Рз	
1000-5000								
5000-6000								
6000-7000								
7000-8000								

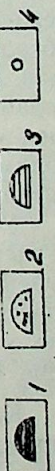


Рис. 2. Изменение длины зоны смеси  $l$  (кривые 1, 2, 3) и фронта вытеснения  $h_1$  (кр. 4) во времени

Как и чем можно объяснить экстремальный характер распределения залежей нефти и газа с глубиной?

Существующие воззрения на вертикальную зональность размещения запасов нефти и газа опираются на теорию дифференциации скопленений нефти и газа в зависимости от глубины нахождения так называемой главной фазы нефтеобразования (ГФН) и главной фазы газообразования (ГФГ). Эти схемы базируются на представлениях о стадийности процесса нефтегазогенерации и о наличии ГФН и одной или двух ГФГ, в соответствии с проявлениями которых происходит распределение скопленений нефти и газа по глубине. При этом вертикальную зональность в районах с большим этажом нефтегазоносности некоторые исследователи считают следствием дифференциального улавливания УВ, схема которого была предложена В. Праттом и детально разработана В. Гассоу и С. П. Максимовым.

В настоящей статье приводятся соображения, подтверждающие вышеуказанный (см. рис. 1) характер распределения нефтегазовых залежей с глубиной, и предлагается объяснение этой закономерности, основанное на новом представлении о механизме аккумуляции и сохранения нефтегазовых залежей.

Прежде всего отметим, что возрастание плотности распределения залежей вначале до некоторого максимума (участок  $DA$ ) объясняется обычно улучшающимися с глубиной условиями формирования и сохранения залежей, экранированности коллекторов нефти и газа.

Известно [4—6], что вероятность экранированности коллекторов с глубиной возрастает за счет большого смыкания плоскостей тектонических нарушений, а также макро- и микротрещин. По данным экспериментальных исследований [4], в глинах, солях, гипсах, являющихся «материалом» покрышек-экранов, с ростом давления (глубины) происходит непрерывное смыкание трещин вплоть до полного их закрытия при определенном давлении. Важным признаком сказанного об улучшении экранированности коллекторов с глубиной является известный факт непрерывного роста с глубиной относительного числа газовых залежей [7], требующих для своей сохранности, в отличие от нефтяных, абсолютно непроницаемых экранов. Иначе говоря, левая возрастающая ветвь распределения залежей (участок  $DA$ ) обусловлена объективной закономерностью и объясняется улучшением качества покрышек-экранов с глубиной. Дополнительным основанием является необходимая уверенность в достаточно полной изученности бурением сравнительно небольших глубин до точки максимума во всех районах.

Уменьшение плотности распределения залежей после максимума (участок  $AC$ ) чаще всего связывается с недостаточной изученностью бурением (недоразведанностью) глубин, отвечающих падающему участку кривой распределения [9], хотя имеется и другое представление о том, что «...падение с глубиной числа залежей... лишь в какой-то мере является следствием разведанности больших глубин» [8].

Качество покрышек, а следовательно, вероятность хорошей экранированности коллекторов, как сказано выше, с глубиной возрастают, чем и объясняется увеличением плотности распределения залежей до точки  $A$  (см. рис. 1). Однако после точки  $A$ , расположенной на сравнительно небольшой глубине (1000+2000 м), плотность распределения залежей начинает уменьшаться несмотря на несомненно про-

должающееся улучшение качества покрышек с глубиной. Это означает, что экранированность коллектора является обязательным, но недостаточным условием сохранения нефтегазовой залежи.

Этим недостающим условием является необходимость гидродинамической связи коллектора с окружающей средой, иначе говоря, наличие путей эмиграции пластовой воды из коллектора по мере проникновения в него углеводородов в процессе формирования залежи.

Обязательность такой гидродинамической связи ловушки с внешней средой очевидна и понятна из следующих соображений. Формирование залежи углеводородов в гидродинамически изолированном водоносном пласте-коллекторе постоянного объема может в принципе происходить за счет сжимаемости воды, т. е. без удаления ее из коллектора по мере внедрения в него углеводородов. Однако легко показать, что залежей, образовавшихся таким путем, в природе нет.

Начальный объем воды в коллекторе —  $V''$ , объем нефти, внедрившейся за счет сжатия воды, —  $V$ , начальное пластовое давление —  $P''$  и конечное (после внедрения нефти) пластовое давление —  $P$  связаны соотношением:

$$V = V'' \beta (P_k - P_n),$$

где  $\beta$  — объемный коэффициент сжимаемости воды, равный  $5 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3/\text{м}^3 \cdot \text{МПа}$ .

В реальных условиях нефтегазовых залежей соотношение между объемом нефти (газа) и объемом пластовой воды (законтурной, подошвенной, связанной) может быть любым. Тогда при обсуждаемом механизме формирования залежей за счет сжатия пластовой воды конечное давление  $P_k$  может быть также любым и может в любое число раз превосходить, например, гидростатическое давление, соответствующее глубине сформировавшейся залежи. К примеру, для значений отношения  $V/V''$  равных 0,1 и 0,01, т. е. когда объем пластовой воды в 10 и 100 раз больше объема нефти, внедрившейся в пласт-коллектор на глубине 2000 м, пластовые давления в конце процесса внедрения (формирования залежи)  $P_k$  были бы равны соответственно 220 и 40 МПа.

Между тем известно, что в реальных условиях нефтегазовых залежей пластовое давление  $P_k$  никак не связано с соотношением объемов нефтяной (газовой) и водоносной части пласта и, как правило, практически равно гидростатическому давлению: градиенты давления находятся в пределах 0,01+0,011 МПа/м [5, 6, 10]. Это обстоятельство, кстати, говорит о том, что использованное выше выражение «гидродинамическая связь с окружающей средой» следует понимать как гидродинамическую связь коллектора с поверхностью — либо непосредственно, либо через систему более сложных сообщений сквозь толщу вышележащих отложений.

Из сказанного следует, что нефтегазовая ловушка — это не всякий экранированный пористый пласт (коллектор), а только такой, который имеет гидродинамическую связь с окружающей средой, точнее, с поверхностью.

Из такого представления о нефтегазовой ловушке со всей очевид-

ностью вытекает получающийся из фактических данных экстремальный характер распределения залежей углеводородов (см. рис. 1) и возрастание вначале, максимум на определенной глубине, затем непрерывное уменьшение плотности этого распределения с ростом глубины. Сказанное становится понятным из следующих соображений.

Сжатие плоскостей тектонических нарушений, микро- и макротрещин приводит к улучшению качества покрышек, а следовательно, к росту вероятности экранированности коллекторов с глубиной. По той же причине вероятность гидродинамической связи коллекторов с поверхностью с глубиной уменьшается [4].

Если эти вероятности оценивать в долях единицы, то с глубиной первая из них будет изменяться от нуля на поверхности до единицы на некоторой глубине, а вторая, наоборот, — от единицы на поверхности до нуля на определенной глубине.

Вероятность образования залежи  $W_3$  на данной глубине, в соответствии с известной теоремой теории вероятностей, равна произведению вероятностей экранированности  $W_э$  и гидродинамической связи  $W_{г.с}$  коллектора на этой глубине:  $W_3 = W_э \cdot W_{г.с}$ . Сказанное схематически представлено на рис. 3, где  $W_э$  с глубиной асимптотически приближается к единице,  $W_{г.с}$  — к нулю, а зависимость вероятности образования залежи от глубины имеет экстремальный характер.

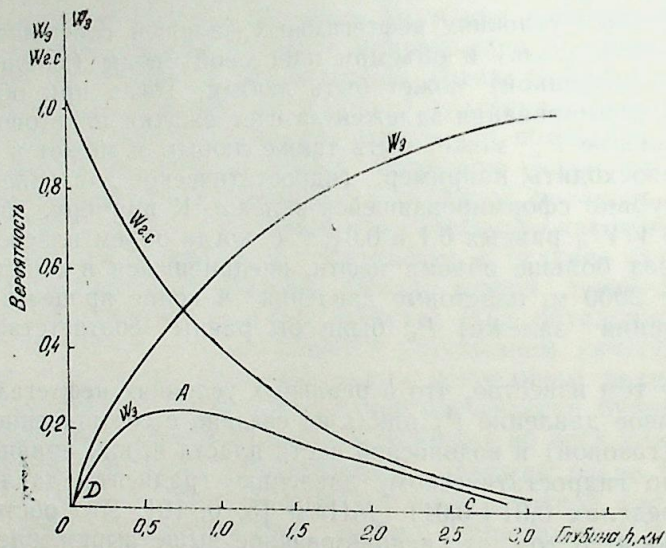


Рис. 3. Изменение перепада давления  $\Delta P$  во времени

По нашему мнению, кривые на рис. 1 не только в качественном, но и в количественном отношении представляют собой действительное распределение нефтегазовых залежей с глубиной, отображающее общие для нефтегазоносных районов условия и механизм формирования залежей углеводородов. Основанием для такого утверждения является следующее:

1. Кривые распределения залежей с глубиной, представленные на рис. 1 отдельно для территории СССР и США, и группы гигантских и

крупных месторождений мира, построенные по различному числу залежей, относятся к территориям с различным геологическим строением и различной степенью изученности поисково-разведочным и эксплуатационным бурением.

Тем не менее, практически одинаковыми оказались не только характер, но и такие параметры распределения, как глубина интервала максимальной плотности залежей (1000+2000 м), значение плотности распределения в этом интервале (0,462 по СССР, 0,440 — по США и 0,455 — по гигантским и крупным месторождениям мира); исчезающе малое значение плотности распределения при глубинах более 4,5+5,0 км.

2. Интервал максимальной плотности распределения приходится во всех случаях на сравнительно небольшую глубину — в среднем 1500 м. Последующие интервалы глубин, по крайней мере глубины до 3000 м, а по ряду районов даже больше, достаточно хорошо изучены поисково-разведочным и эксплуатационным бурением. Тем не менее, наиболее резкое уменьшение плотности распределения залежей приходится именно на эти, следующие за максимумом, интервалы глубин.

3. Тщательная доразведка интервалов глубин, следующих за максимумом, может, конечно, в какой-то мере изменить характер кривой за счет обнаружения «пропущенных» в свое время отдельных залежей. Но превратить падающее после максимума распределение в иное — в возрастающее или хотя бы в постоянное (равномерное, линия АВ) за счет пропущенных залежей, очевидно, невозможно: до постоянного (равномерного) распределения плотности залежей после максимума только в интервале глубин 2000+3000 м «не хватает» 1140 залежей по СССР и более 15000 залежей — по США. «Пропуск» подобного числа залежей в процессе поисково-разведочного и эксплуатационного бурения представляется совершенно невероятным.

4. Объективный, не зависящий от степени изученности (разбуренности), падающий после максимума характер распределения залежей особенно отчетливо виден при рассмотрении районов с размытыми структурами. Для подобных районов глубина интервала максимальной плотности распределения залежей уменьшается на величину (глубину) размыва и может располагаться сколь угодно близко к поверхности.

Например, при наличии в разрезе Прикаспийской впадины четвертичных отложений, неогена и палеогена мощностью до 2500 м, разрез самих нефтеносных структур Эмбенского района благодаря размыву не содержит отложений моложе мелового возраста. В результате интервал максимальной плотности распределения залежей в этом районе значительно приближен к поверхности и соответствует глубинам всего 0+500 м [1]. Достаточно полная изученность следующих за максимумом небольших глубин этого района не вызывает сомнений, тем не менее непрерывное уменьшение плотности распределения залежей после интервала максимальной плотности наблюдается и для них. Изложенное относится и к ряду других нефтегазовых районов или их участков, в которых нефтегазовые структуры размывы в верхней части разреза, — в Азербайджане (суша), Чечено-Ингушетии, Коми АССР, Грузии, на Украине (запад).

Очевидно, что в районах, испытавших после формирования залежей погружение, глубина (интервал) максимума, наоборот, опустится

на величину погружения.

5. Для обсуждения характера распределения залежей с глубиной важное значение имеют фактические результаты сверхглубокого бурения (свыше 45000 м), в частности, известный факт резко различной результативности такого бурения по различным районам. Достаточно высокой результативностью отличается Бакинский ар-Достаточно высокой результативностью отличается Бакинский ар-хипелаг (Азербайджан), Прикумский район (Предкавказье), низкой — Днепровско-Донецкая впадина (УССР), Волгоградская, Саратовская области, Краснодарский край, практически отсутствуют сверхглубокие залежи на Апшеронском полуострове (Азербайджан), в Западно-Украинской провинции.

Аналогичная картина по результатам сверхглубокого бурения наблюдается по районам США. По данным работы [11], сверхглубокое бурение в США проводилось в 113 нефтегазоносных районах (округа), в 70 из которых (глубже 4750 м) залежей вообще не обнаружено. Из 104 сверхглубоких залежей 65 приходится на 9 районов в Техасе, Оклахоме, Миссисипи, Луизиане, остальные — 39 — на 28 районов в основном во впадине Делавер Пермского бассейна и в южной части западного Внутреннего района.

Это различие в успешности сверхглубокого бурения тесно связано с обсуждаемым характером распределения залежей с глубиной — наличием максимума и уменьшением с глубиной плотности распределения после него — и достаточно хорошо им объясняется.

Резюмируя вышесказанное, считаем, что среднестатистические кривые распределения залежей, построенные по фактическим данным (см. рис. 1), в целом отражают действительное распределение нефтегазовых залежей с глубиной как по характеру — возрастание, максимум, затем непрерывное уменьшение числа залежей, так и по основным параметрам этого распределения — глубине (интервалу) и значению максимальной плотности распределения.

Одновременно следует отметить, что для различных типов нефтегазоносных регионов эта закономерность может нарушаться. Как уже сказано выше, для некоторых типов нефтегазоносных регионов мы не исключаем наличие глубоко- (4,5—6 км) и сверхглубокопогруженных (до 9—10 км) залежей углеводородов. Естественно, что поиски таких залежей следует вести в соответствующих регионах. Поиски глубоко- и сверхглубокопогруженных залежей должны проводиться в районах, испытавших значительное погружение после формирования залежей, или в районах, в тектоническом отношении являющихся более раздробленными, где глубокопогруженные отложения имеют гидродинамическую связь с вышележащими отложениями или с поверхностью Земли посредством глубинных разломов или разрывных нарушений большой амплитуды.

По-видимому, правы исследователи, считающие, что на сверхглубинах (до 9 км и глубже) скопления жидких углеводородов можно обнаружить, главным образом, только в кайнозойских породах и в основном в молодых складчатых областях и при этом большей частью в виде конденсатных залежей. На рис. 2 показано распределение залежей УВ разного фазового состояния по глубине в различных по геологическому устройству районах мира [12]. Наименее перспективными на сверхглубокие залежи являются районы, испытавшие размыв после формирования залежей.

Ресурсы углеводородов больших глубин всех бассейнов мира оцениваются по-разному. Пока, как нам представляется, наиболее вероятны цифры 45 млрд. т жидких и 80 трлн. м<sup>3</sup> газообразных УВ [13]. Хотя по новым представлениям [14] на глубинах 9—15 км должны быть сконцентрированы огромные ресурсы метана, превосходящие вышеупомянутую цифру ресурсов газа по меньшей мере на порядок.

#### Литература

1. Нефтяные месторождения СССР/Справочник, т. 2, кн. 1. — М.: Недра, 1968.
2. Геология гигантских нефтяных месторождений/Под ред. М. Т. Хелбути.—М.: Недра, 1970.
3. Томашпольский Л. М. Нефть и газ/Проблемы и суждения. — М.: Недра, 1975.
4. Копыстяцкий Р. С. О характере раскрытия трещиноватости горных пород на глубине. — В сб.: Происхождение нефти и газа в формировании их промышленных залежей. Киев: Наукова думка, 1971.
5. Карачинский В. Е. Методы геотермодинамики залежей нефти и газа. — М.: Недра, 1975.
6. Осадчий В. Г. Происхождение нефти и газа, формирование их промышленных залежей (сборник статей). — Киев: Наукова думка, 1971.
7. Дурмишьян А. Г. Газоконденсатные месторождения. — М.: Недра, 1979.
8. Вассоевич Н. Б. Теория осадочно-миграционного происхождения нефти. — Изв. АН СССР. Сер. геол. 1967, № 11, с. 135—156.
9. Двали М. Ф., Белонин М. Д. Перспективы поисков нефти и газа на больших глубинах на территории СССР. — Л.: Недра, 1965.
10. Нефти и газы месторождений зарубежных стран/Справочник. М.: Недра, 1977.—327 с.
11. Бурение глубоких скважин в США/Обзор зарубежной литературы. Сер. Бурение (Сост. В. А. Сегаль).—М.: ВНИИОЭНГ.
12. Раабен В. Ф. Размещение нефти и газа в регионах мира. — М., Наука, 1978. — 144 с.
13. Моделевский М. С., Гуревич Г. С., Хартуков Е. М. Ресурсы нефти и газа и перспективы их освоения. — М.: Недра, 1983.—224 с.
14. Годд Т. Происхождение нефти и природного газа. — Журн. Всесоюз. химич. об-ва им. Д. И. Менделеева, т. XXXI, 1986, № 5, с. 547—556.

М. Т. Аббасов, Ш. Ф. Мехдиев, А. Б. Сатурянс

#### НЕФТ-ГАЗ ЈАТАГЛАРЫНЫН ДЭРИНЛИЈЭ ЭСАСЭН ПАЈЛАНМАСЫНЫН МЕХАНИЗМИ ҺАГГЫНДА

Мәғаләдә ССРИ вә АБШ-ын сәһәсиндә нефт-газ јатагларынын пәјланмасы һаггында фәктик материаллар верилмишдир.

Кестәрилир ки, ләјлары пәјланма сыхлығы дәринлијә кәрә артараг, 1000—2000 м дәринликдә ән јүксәк нөгтәјә чатыр, сонра исә дәринлик артыгча фәсиләсиз азалыр. Мәғаләдә һәмчинин нефт-газ јатагларынын топланмасы вә сахланылмасы механизми һаггында јени мә'лумата әсасән бу һануаујрунлуғун изаһы верилр.

М. Т. Abasov, Sh. F. Mekhtiev, A. B. Tsaturyants

#### ABOUT POSSIBLE MECHANISM OF OIL AND GAS DEPOSITS DISTRIBUTION ACCORDING TO DEPTH

The present article gives factual data on distribution of oil and gas deposits over the USSR and USA territories. It is shown that at first density of deposits distribution rises with depth, reaching its maximum in the interval of 1000—2000 m. and then it constantly decreases with depth. The authors suggest an explanation for this regularity based on a new concept about the mechanism of accumulation and conservation of oil and gas deposits.

УДК 553.98.061.32:550.812.001

А. А. НАРИМАНОВ

### ЛИТОЛОГОФАЦИАЛЬНЫЕ СУБФОРМАЦИИ ЮЖНО-КАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ

При планировании и проведении работ по поиску полезных ископаемых важное значение приобретает степень достоверности информации о характере распространения потенциально продуктивных пород в пределах поисковой области.

В ходе исследований стало очевидным, что полезные ископаемые тяготеют к определенному для данного региона (области, района) генетическому типу пород, получивших обобщенное наименование «формация», к изучению которой приступили еще со второй половины XVIII в. [1].

Большой вклад в учение о формациях внесли Н. С. Шатский, Н. П. Херасков, В. Е. Хаин, Л. Б. Рухин, В. В. Белоусов, А. А. Бакиров, Д. В. Наливкин и другие русские и советские исследователи. Выдвигаемые ими определения сущности формации дополняют друг друга. Однако если для прочих полезных ископаемых формация является местом их формирования и нахождения, то выдвижение этого условия А. А. Бакировым [2] в ряд основных определяющих факторов при выделении нефтегазовых формаций может быть оспорено многочисленными фактическими данными и прежде всего фактом главенствующей роли вертикальной миграции углеводородов в формировании известных месторождений нефти и газа в тех или иных нефтегазовых формациях, например, мезозойских Мангышлака [3], пермской Среднего Поволжья [4] и многих других. Поэтому, выделяя нефтегазовые формации, на наш взгляд, из их определения следует исключить палеогеохимические условия образования, что значительно сократит число поисковых критериев и не исключит из разряда перспективных толщи пород, явно неблагоприятных для зарождения в них нефтяных углеводородов. Отсюда к нефтегазовым формациям следует отнести генетически связанные ассоциации горных пород, имеющих единые палеогеографические и палеотектонические условия формирования и благоприятные для аккумуляции и сохранения скоплений углеводородов.

К такой нефтегазовой формации можно отнести мощную (до 5,5 км) среднеплиоценовую толщу осадочных пород Южно-Каспийской впадины. Известная обедненность толщи органикой и зачастую неблагоприятные палеогеохимические условия ее захоронения и преобразования не дают оснований для прогнозирования наличия в этой толще значительных извлекаемых ресурсов УВ, в то время как на сегодняшний день из нее уже добыто более 1 млрд. т. нефти.

Среднеплиоценовая толща Южно-Каспийской впадины выделяет-

ся в качестве единой формации [2, 5], что само по себе не может вызывать возражений. Однако по мере детализации исследовательских работ стало очевидным, что в пределах этой единой формации ареалы отложений с характерной нефтегазовоспособностью без наличия разграничительных непроницаемых интервалов фактически контролируются ареалами фациальной разновидности осадков.

Так, известные преимущественно нефтяные месторождения Апшеронской нефтегазовой области (Сураханы, Балаханы—Сабунчи—Романы, Нефтяные Камни, Бахар, им. 28 Апреля и др.) приурочены к определенному идентичному типу осадочных пород, месторождения Нижнекуринской депрессии (Кюровдаг, Кюрсангя, Нефтчала и др.) — к другому типу пород, а месторождения Западной Туркмении (Небит-Даг, Котурдепе, Челекен, б. ЛАМ и др.) — к третьему типу пород единой среднеплиоценовой нефтегазовой формации. Причем выделение этих типов пород произведено не абстрактно, а по набору конкретных отличительных признаков, поддающихся количественному определению или признаку «да—нет», т. е. наличию или отсутствию того или иного компонента [6].

В процессе изучения разрезом этих нефтегазовых областей установлена определенная закономерность в размещении скоплений нефти и газа. В общих чертах она выглядит следующим образом: среднеплиоценовые залежи Нижнекуринской депрессии приурочены в основном к верхней части толщи и характеризуются средней заполненностью ловушек; Апшеронской области — к нижней половине верхнего отдела и свитам нижнего отдела, причем нередко наибольший объем запасов нефти и газа приходится на свиту «перерыва» и X горизонт балаханской свиты с характерной предельной заполненностью ловушек, залежи Гограндаг-Окаремской и Прибалаханской зон поднятий приурочены в основном к верхнему отделу среднеплиоценовой толщи, имеют среднее и малое заполнение ловушек и нередко близсводовое расположение.

Анализ рассредоточения объемов углеводородов показал, что месторождения Апшеронской области по своим запасам значительно превосходят таковые соседних областей, что и предопределяет высокую перспективность еще не исследованных ловушек этой области.

Однако ведение поисковых работ по географическому признаку, т. е. в границах административных делений антинаучно и имеет целый ряд негативных явлений. В частности, при переносе методических приемов поисков нефтегазовых скоплений из Нижнекуринской депрессии на Бакинский архипелаг или из Прибалаханского района на остальную часть туркменской территории и акватории неизбежны просчеты как стратегического плана, определяющего перспективу развития нефтегазодобывающей отрасли республики, региона, так и текущего момента, обуславливающие ритмику эффективности поисковых работ.

В связи с этим в целях планомерного ведения поисков нефти и газа на любой территории необходимы дифференциация районов, областей по степени их перспективности, определение стратегии ведения поисков и, наконец, их методических приемов с выделением конкретных границ их применения. Такими границами могут служить ареалы фациально-однотипных осадков, выделение которых становится

возможным при восстановлении палеоусловий осадконакопления, причем при определении ареала осадков крупного стратиграфического интервала неизбежна абстракция ввиду динамизма ареалов в пространстве и во времени. В то же время вполне очевидно, что зоны сопряжения ареалов разнофациального типа осадков будут формироваться из смешанного типа осадков с резко ухудшенными петрофизическими параметрами. На практике такие зоны могут служить фактическими границами ареалов однотипных осадков, разделяя единую формацию на ряд литолого-фациальных субформаций.

Известно, что формирование Южно-Каспийской впадины в среднеплиоценовых границах как межгорного прогиба происходило как за счет разрушения окружающего горного обрамления, так и привноса обломочно-терригенного материала палео-Волгой, правомерность чего однозначно доказана установлением сейсморазведкой в пределах Среднего Каспия палеоруслы и палеодолины крупной реки, каковой наверняка была палео-Волга, предопределившая накопление обособленного типа осадков, получившего наименование «апшеронский».

В пределах Нижнекуринской депрессии детализационными работами многих исследователей выявлены некоторые различия в литологии того или иного горизонта, пачки, что послужило основанием выделить несколько видов осадков, не имеющих, однако, достаточно весомых различающихся признаков. В то же время основными поставщиками терригенного материала в этот сегмент бассейна, безусловно, являлись палео-Кура и палео-Аракс. Близость палеodelьт этих рек — достаточно веский аргумент в пользу суждения о едином типе осаждавшегося материала, который предлагается именовать «куринским».

В пределах восточного борта Южно-Каспийской впадины получили распространение два типа осадков. Это прежде всего так называемый «туркменский», слагающий прибалаханскую зону поднятий вплоть до площади б. Губкина, большую часть Туркменской структурной террасы и почти всю Гограньдаг-Окаремскую зону Западно-Туркменской депрессии. Основным поставщиком терригенного материала в этой области служила палео-Амударья, палеодолина которой прослежена на суше в направлении к Каспийскому морю. Горы Красноводские, Большого и Малого Балхана, а также Копетдага играли локальное значение. С целью подчеркнуть генетическое родство этих сильно песчаных осадков с Каракумской пустыней можно было бы литолого-фациальную субформацию, сложенную под преобладающим влиянием палео-Амударьи, назвать «каракумской».

Крайне южная часть туркменской акватории и восточная часть иранской акватории формировались в основном под влиянием рек палео-Атрек и палео-Горган. Этот еще не изученный литофациальный тип осадков предлагается именовать «атрекским». Северная граница его ареала, вероятно, проходит за структурами им. Федынского, им. Ферсмана.

Формирование осадков большей части южного борта впадины проходило, безусловно, под преобладающим влиянием палеореки Сефидруд.

Исходя из вышеизложенного, можно сделать следующие выводы.

1. Среднеплиоценовая формация Южно-Каспийской впадины состоит по крайней мере из 5 самостоятельных литолого-фациальных

субформаций (см. рисунок), наиболее крупная из которых — апшеронская

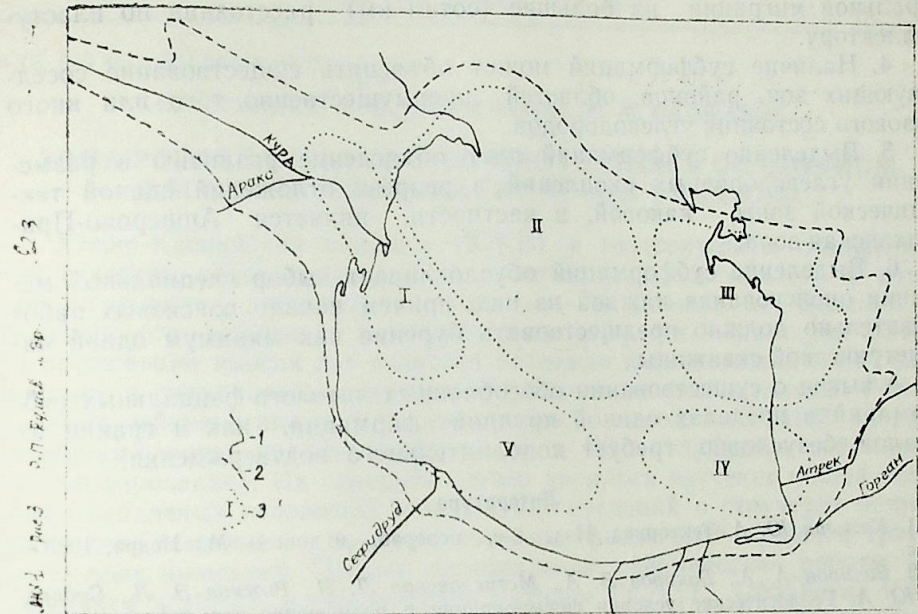


Схема ареалов среднеплиоценовых литолого-фациальных субформаций Южно-Каспийской впадины:

1 — современная береговая линия Каспийского моря; 2 — граница среднеплиоценовой Южно-Каспийской впадины; 3 — ареалы литолого-фациальных субформаций среднего плиоцена к концу времени его нижнего отдела. Субформации: I — куринская; II — апшеронская; III — каракумская; IV — атрекская; V — сефидрудская

2. Установление наличия обособленных субформаций со своими источниками питания, обусловивших специфические литолого-фациальные особенности каждой из них, сводит на нет усилия многих исследователей унифицировать разбивку единой среднеплиоценовой толщи на отдельные свиты и горизонты (например, по апшеронскому типу), так как расчленение толщи должно производиться сугубо индивидуально для каждой из субформаций. Однако это не исключает выделение единого репера, обусловленного возникновением регионально-масштабного явления, скажем, резкой сменой геотектонического режима бассейна седиментации, каковой зафиксирован в конце времени формирования нижнего отдела среднего плиоцена, после чего началось формирование песчаниковой пачки, именуемой свитой «перерыва» на Апшероне, VII горизонтом в Бакинском архипелаге, XX горизонтом в Нижнекуринской депрессии, VIII горизонтом красноцветной толщи в Западно-Туркменской депрессии (здесь уместно заметить, что VII горизонт Бакинського архипелага есть не что иное как свита «перерыва», так как апшеронская субформация, имея в это время максимальное свое развитие, захватывает северную часть Бакинського архипелага и Прибалаханскую зону вплоть до площади им. Баринова включительно).

3. Выделение субформаций с разграничивающими их литологически отличающимися зонами дает одновременно отрицательное заключение на гипотезу формирования нефтегазовых скоплений за счет латеральной миграции на большие (сотни км) расстояния по пласту-коллектору.

4. Наличие субформаций может объяснить существование соседствующих зон, районов, областей преимущественно того или иного фазового состояния углеводородов.

5. Выделение субформаций даст объяснение различию в размещении углеводородных скоплений в разрезе отложений единой тектонической зоны, каковой, в частности, является Апшероно-Прибалханская зона.

6. Выделение субформаций обуславливает выбор специальной методики опонскования каждой из них, причем началу поисковых работ обязательно должно предшествовать бурение как минимум одной параметрической скважины.

А вывод о существовании обособленных литолого-фациальных субформаций в пределах единой крупной формации, как и границ их ареалов, безусловно, требует дополнительного подтверждения.

#### Литература

1. Косыгин Ю. А. Тектоника. Изд. 2-е, перераб. и доп. — М.: Недра, 1983.— 536 с.
2. Бакиров А. А., Бакиров Э. А., Мстиславская Л. П., Рожков Э. Л., Сударинов Ю. А. Геологические условия формирования и размещения зон нефтегазоаккумуляции. — М.: Недра, 1982.—238 с.
3. Рабинович А. А., Паламарь В. П., Попков В. И. Условия и закономерности размещения месторождений нефти и газа в пределах Мангышлака. — В кн.: Основные принципы формирования залежей нефти и газа. М.: Наука, 1973, с. 141—149.
4. Аширов К. Б. О механизме формирования газонефтяных залежей в Среднем Поволжье. — Изв. вузов. Сер. Нефть и газ, 1982, № 2, с. 10—12.
5. Бакиров А. А., Мальцева А. К. Литолого-фациальный и формационный анализ при поисках и разведке скоплений нефти и газа. — М.: Недра, 1985.—159 с.
6. Нариманов А. А., Азизова Ш. А. Об ареалах распространения осадков среднего плиоцена. — Изв. АН АзССР. Сер. наук о Земле, 1983, № 4, с. 77—81.

А. Э. Нариманов

#### ЧӘНУБИ ХЭЗЭР ЧӨКӘКЛИНИН ЛИТОЛОЖИ-ФАЦИАЛ СУБФОРМАЦИЈАСЫ

Орта плиоцен чөкүнтүләринин литоложи-минераложу тәркибинин тәһлили вә онларын нефть-газлылығынын хусусијјәти әсасында белә нәтичәјә кәлинир ки, орта плиоцен формацијада сәрбәст литоложи-фасиал субформација олмагла, онларын (субформација) өјрәнилмәсинә методики мулаһизәјә вә гипотезләрә јени бахымдан јанашыл-малыдыр.

A. A. Narimanov

#### LITHOLOGIC AND FACIES SUBFORMATIONS OF SOUTH-CASPIAN BASIN

Following the analyses of lithologic-mineralogical composition of middle pliocene deposits and peculiarities of oil-gas saturation, a summary is made on presence of separate lithologic and facies subformations in middle pliocene formation. This fact requires individual approach in studying them and introduces corrections into some hypotheses and methodic techniques.

УДК 550.343.4:551.26.036(26.2.81:—13)

И. С. ГУЛИЕВ, Н. И. ПАВЛЕНКОВА, М. М. РАДЖАБОВ

#### ЗОНА РЕГИОНАЛЬНОГО РАЗУПЛОТНЕНИЯ В ОСАДОЧНОМ БАСЕЙНЕ ЮЖНО-КАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ

Южно-Каспийская впадина (ЮКВ) в геологическом отношении, как известно, представляет собою геосинклинальную область, в которой отмечаются значительная мощность осадочных образований и большие отрицательные аномалии силы тяжести. Акватория ЮКВ на протяжении многих лет является объектом нефтегазопосковок площадных и региональных геолого-геофизических исследований. Региональные сейсмические работы проводились методами КМПВ (корреляционный метод преломленных волн) и ГСЗ (глубинное сейсмическое зондирование). Их основной целью являлось изучение общей мощности осадочных отложений и получение сведений о структуре земной коры для выяснения, главным образом, физической природы гравимагнитных аномалий. Первые региональные сейсмические работы были начаты в 1956 г. и выполнялись методом ГСЗ [1]. Обработка и интерпретация полученных материалов по волнам, регистрируемым в первых вступлениях, проводились по методике головных скользящих волн [2]. Эта же методика, как известно, составляет основу обработки материалов профилей КМПВ, проведенных позже в различных частях акватории ЮКВ. Особенность указанной методики заключается в том, что из разреза исключается возможность выделения слоев с относительно пониженными скоростями, либо слоев, скорость в которых увеличивается непрерывно (градиентные слои). Существование таких слоев в условиях огромной мощности осадочного бассейна с низкими скоростями осадконакопления не исключается. Поэтому представлял интерес обратиться к старым материалам уже обработанных профилей КМПВ и ГСЗ и обработать их на основе новых методических подходов. С этой целью применялись: методика преобразования слабо-регулярного поля отраженных волн, выделяемых по материалам профилей КМПВ и ГСЗ, в двухмерные скоростные модели [3], и методика редуцированных годографов [4] с последующими математическими моделированиями. Первая применялась на материалах профиля 1-К (КМПВ) длиной 60 км, вторая — на материалах профилей 1—2 ГСЗ и 9 ГСЗ (рис. 1).

По результатам обработки материалов профиля 1-К, совпадающего с начальной частью профиля 1—2 ГСЗ, тонкослонный разрез осадочной толщи аппроксимируется слоисто-блоковой или двухмерной скоростной моделью, выражающей вертикальное и латеральное распределение скоростных неоднородностей разреза. Совокупность их с преобладающими близкими значениями интервальных (пластовых) скоростей позволила выделить в разрезе следующие скоростные комплексы: (3,1—3,3); (3,6—4,2); (3,3—3,7); (3,6—4,8); 3,6 км/с. С уче-

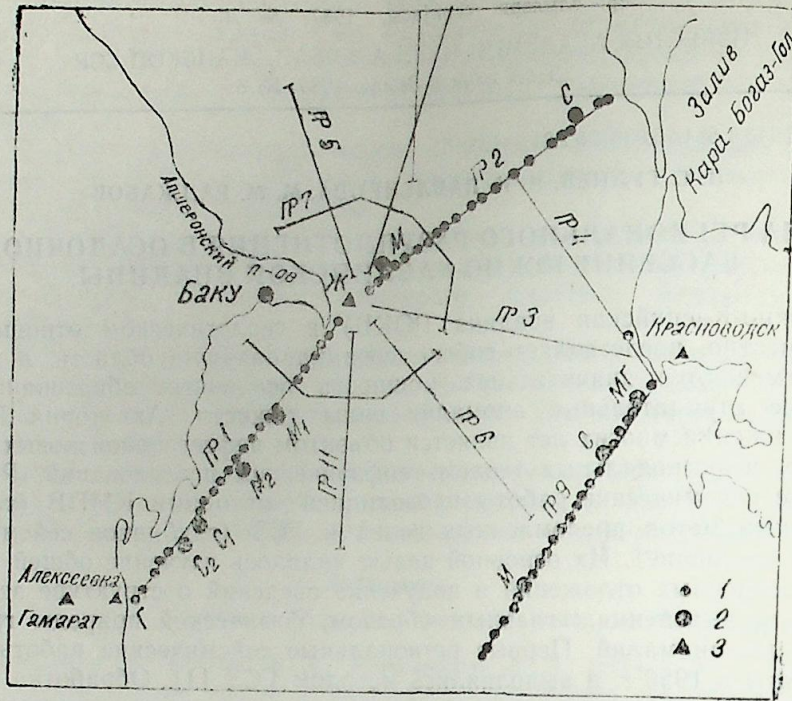


Рис. 1. Схема расположения профилей ГСЗ и профиля 1-К (КМПВ) в Южном Каспии:

1 — пункты возбуждения; 2 — регистрирующие станции; 3 — сухопутные станции на профилях 1, 2, 9; 4 — другие профили ГСЗ, обработанные в 1956 г.

том среднепластовых скоростей обобщенная скоростная модель района профиля 1-К представлена на рис. 3 (d). Как видно, выделяются резко отличающиеся по особенностям части разреза. Первая — до глубин 7 км — характеризуется закономерной тенденцией увеличения пород по мере их погружения. Вторая — ниже глубины 7 км — характеризуется нарушением этой закономерности и появлением в разрезе комплексов пород с пониженными скоростями. Наличие таких комплексов пород свидетельствует о существовании разуплотнений зоны. Ее присутствие выявляется и по результатам методики редуцированных годографов с принятой скоростью редукции, равной 8,0 км/с, рис. 2. Как видно из рис. 2, мощность земной коры и ее внутренняя структура, оцениваемые временами огибающей редуцированных годографов, существенно изменяются вдоль профиля. Наблюдаемая волновая картина по первым волнам, характеризуемая скачком во времени в 2—3 с, типична для сред с инверсией скоростей, т. е. когда скорость на некотором интервале не увеличивается с глубиной, а уменьшается. В этом случае волны от подошвы зоны инверсии являются отраженными в начальной части, что позволяет использовать их для определения скорости в зоне инверсии.

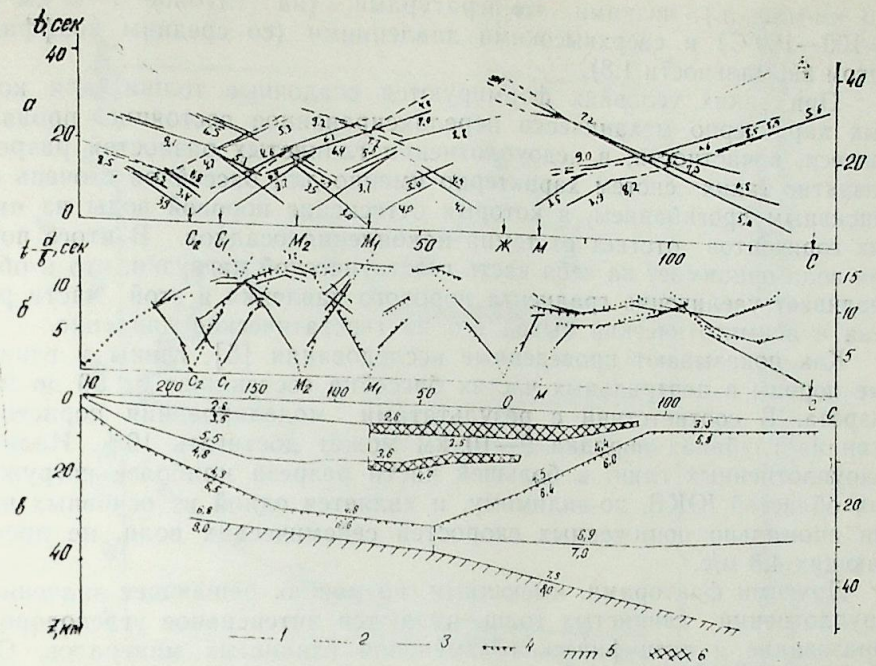


Рис. 2. Годографы основных волн на профиле 1—2 ГСЗ в обычном виде (а), в редуцированном (б) скорость редукции 8,0 км/с и скоростная модель (в):

1 — наблюдаемые годографы; 2 — расчетные для полученной модели; 3 — границы 1-го рода с соответствующим скачком скорости; 4, 5 — границы в земной коре; 6 — поверхность Мохоровичича

На основе полученных данных с применением математического моделирования составлена модель земной коры со слоями пониженной скорости внутри осадочной толщи. Аналогичные результаты показывают и материалы профиля 9 ГСЗ, расположенного в крайней восточной части акватории ЮКВ. Из полученных разрезов следует, что максимальная толщина осадочного чехла достигает 30 км. Чехол характеризуется очень низкими сейсмическими (до 4,8—4,9 км/с) скоростями. На глубине 7—12 км и затем от 15 км и глубже отмечаются слои с пониженными скоростями (зоны инверсии скоростей).

Таким образом, на основе новых данных сейсмических исследований материалов ранее обработанных профилей КМПВ и ГСЗ устанавливаются: огромная толща осадочных образований, оцениваемая в 30 км, более низкие сейсмические скорости, не превышающие 4,8—4,9 км/с, и наличие слоев с пониженными скоростями, выделенных на основе разных подходов. Определение этих слоев и их распределение по разрезу приводят к выводу о существовании обширной региональной зоны разуплотнения в осадочном бассейне ЮКВ. На наличие этой зоны указывают и результаты анализа накопленного значительного количества данных об истории развития ЮКВ, процессах осадконакопления и нефтегазообразования. Согласно им ЮКВ характеризуется аномально высокими скоростями погружения (до

1,3 км/млн. л.), низкими температурами (на глубине 5—8 км  $t = 100-160^{\circ}\text{C}$ ) и сверхвысокими давлениями (со средним коэффициентом аномальности 1,8).

При таких условиях формируются осадочные толщи, для которых характерно механически нерелаксированное состояние, проявляющееся, в частности, в недоуплотнении глинистых разностей разреза. Развитие таких систем характерно именно для бассейнов с очень интенсивным прогибанием, в которых оттеснение поровой воды из нижних горизонтов отстает от темпа накопления осадков. В итоге поровая вода принимает на себя часть геостатической нагрузки, что и обуславливает увеличение градиента порового давления в этой части разреза и асимптотический выход его на геостатическое давление.

Как показывают проведенные исследования [5], глины и глинистые породы в центральных частях бассейна составляют от 50 до 95% разреза. В соответствии с результатами моделирования пористость глин на глубинах порядка 9—10 км может достигать 10%. Наличие недоуплотненных глин, в большей части разреза наиболее погруженных областей ЮКВ, по-видимому, и является одной из основных причин аномально пониженных скоростей сейсмических волн, не превышающих 4,8 м/с.

Другими факторами, имеющими, возможно, решающее значение в разуплотнении глинистых толщ, являются интенсивное углеводородообразование и специфические изменения глинистых минералов. Особенностью ЮКВ является сохранение этих процессов на очень больших глубинах. По данным математического моделирования для условий разреза ЮКВ, зона наиболее интенсивного УВ образования и изменения глинистых пород («очаг» газонефтеобразования) расположена в глубинном интервале от 5—6 до 12—13 км.

Эти данные подтверждаются экспериментальным изучением керн на глубоких (до 6,3 км) скважин и выбросов грязевых вулканов. В соответствии с этими данными установлена весьма низкая для изученных глубин степень преобразования ОВ (стадия МК<sub>1</sub>—<sub>2</sub>), которая фиксируется по значениям показателя преломления коллоальгинита и витринита (1,688—1,704), изотопному составу углерода метана грязевых вулканов и нефтегазовых залежей  $\delta^{13}\text{C}$  ( $-40$ ;  $-50\text{‰}$ ), а также по отсутствию закономерных изменений с глубиной УВ потенциала ОВ, индекса преобразованности ( $S_1/S_1+S_2$ ) битумного коэффициента  $\beta$ , отношения С/Н [5, 6]. По данным рентгеноструктурных, растрово-электронно-микроскопических исследований, установлено, что породы исследованного интервала глубин находятся на стадии раннего катагенеза.

Основные преобразования ОВ и пород, очевидно, происходят ниже разбуренных глубин вероятно, в интервале от 5—6 до 12—13 км. Именно на этих глубинах происходит образование огромных объемов УВ, выделение воды из глинистых минералов. В результате этих процессов глинистые породы оказываются более проницаемыми, пористыми и менее плотными, чем такие же породы, залегающие выше или же ниже этого интервала. Обобщенная модель газонефтеобразования в ЮКВ дана на рис. 3.

Интенсивное разуплотнение связано с формированием газовых тел

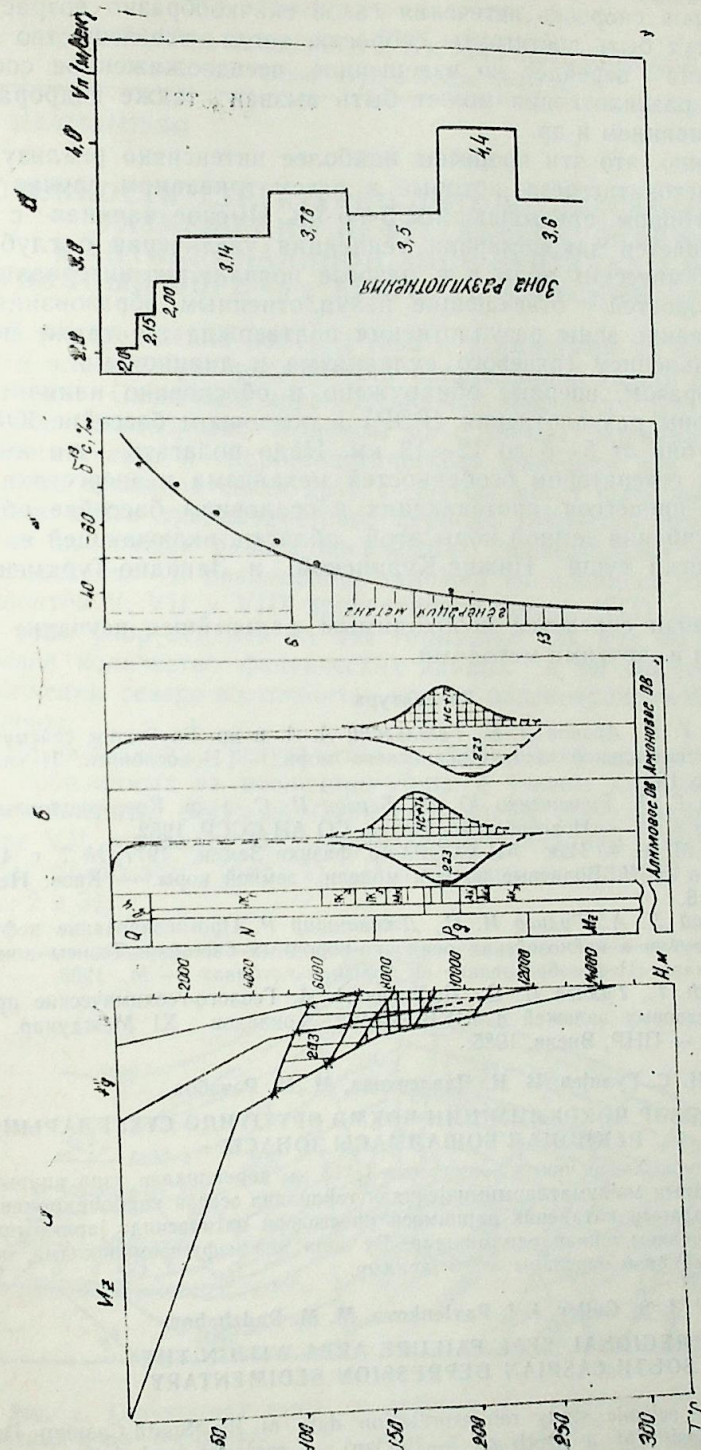


Рис. 3. Модель газонефтеобразования в Южно-Каспийской впадине: а — историко-генетическая модель (по данным расчета на ЭВМ); б — интенсивность генерации углеводородов по разрезу; в — глубина генерации метана по данным изотопного состава углерода метана; г — обобщенная скоростная модель разреза по профилю I-K (КМПВ)

и вытеснением поровой жидкости газом. При полном оттеснении поровых растворов скорость истечения газов скачкообразно возрастает. При этом могут быть достигнуты скорости, когда все вещество зоны газообразования перейдет во взвешенное, псевдооживленное состояние. Процесс разуплотнения может быть вызван также гидроразрывом, растрескиванием и др.

Существенно, что эти процессы наиболее интенсивно реализуются на стадиях мезокаатагенеза, которые в рассматриваемом случае приурочены к глубинам, превышающим 5—6 км. Именно начиная с этих глубин, нарушается закономерная тенденция увеличения с глубиной скоростей сейсмических волн и в разрезе появляются интервалы пониженных скоростей, отвечающие разуплотненным образованиям.

Существование зоны разуплотнения подтверждается также повсеместным проявлением грязевого вулканизма и диапиризма.

Таким образом, впервые обнаружено и обосновано наличие региональной зоны разуплотнения (РЗР) в осадочном бассейне ЮКВ в интервале глубин от 5—6 до 12—13 км. Надо полагать, что именно РЗР является генератором особенностей механизма и энергетики геодинамических процессов, протекающих в осадочном бассейне обширной зоны прогибания земной коры этой области, включающей и прилежащие участки суши Нижне-Куринской и Западно-Туркменской впадины.

В этой связи считается необходимым дальнейшее изучение РЗР сейсмическими и другими методами.

#### Литература

1. Аксенович Г. И., Аронов Л. Е., Гегельганц А. А. и др. Глубинное сейсмическое зондирование в центральной части Каспийского моря. — Новосибирск: Наука, СО АН СССР, 1962, с. 151.
2. Гамбурцев Г. А., Ризниченко Ю. В., Берзон И. С. и др. Корреляционный метод преломленных волн. — Новосибирск: Наука, СО АН СССР, 1952.
3. Раджабов М. М. — Изв. АН СССР. Сер. физики Земли, 1977, № 7, с. 42—55.
4. Павленкова Н. И. Волновые поля и модели земной коры. — Киев: Наукова думка, 1974, с. 218.
5. Буряковский Л. А., Гулиев И. С., Джаваншир Р. Прогнозирование нефтеносности больших глубин в кайнозойских осадочно-породных бассейнах/Тезисы докладов V Всесоюз. семинара «Нефтеобразование на больших глубинах». — М., 1986.
6. Дадашев Ф. Г., Гулиев И. С., Дадашев А. А. Геолого-геохимические предпосылки поиска газовых залежей в ЮКВ/Резюме докладов XI Междунар. конф. «Петрольгеохим». — ПНР, Висла, 1985.

И. С. Гулиев, И. И. Павленкова, М. М. Раджабов

#### ЧӨНУБИ ХЭЗЭР ЧӨКЭКЛИНИН ЧӨКМӨ ӨРТҮЈҮНДӨ СҮХУРЛАРЫН РЕГИОНАЛ БОШАЛМАСЫ ЗОНАСЫ

Мәгаләдә Чәнуби Хәзәр чөкмә һөвзәсиндә 7—13 км дәринликләр үзрә апарылмыш сейсмик тәдғигатларын мәлуматларынын јенідән тәһлилинә әсәсән карбоһидрогенләрин төрәмәси вә сүхурларын катакеник дәјишмәси просесләри нәтичәсиндә јаранмыш регионал бошалма зонасы ашкар едилмишдир. Бу зона илә нефтгазәмәләкәлмә, палчыг вулканлары вә диапиризм очаглары әләгә јарадыр.

I. S. Guliev, I. I. Pavlenkova, M. M. Radzhabov

#### REGIONAL SEAL FAILURE AREA WITHIN THE SOUTH-CASPIAN DEPRESSION SEDIMENTARY

Basing on the seismic study reinterpretation data of the South-Caspian Depression sedimentary basin (at a depth of 7—13 km), a regional seal failure area is recognized, which associated with processes of hydrocarbon generation and catagenetic rock alteration. Mud volcanism and diapirism oil and gas formation centres are related to the area.

УДК 553.078.4(479.24)

Г. Р. АЛИЕВ

#### ОСОБЕННОСТИ СТРУКТУРНО-ЛИТОЛОГИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ РАЗМЕЩЕНИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ В АНТИКЛИНАЛЬНОЙ ЗОНЕ САНГАЧАЛЫ-МОРЕ—ДУВАННЫЙ-МОРЕ—О-В БУЛЛА (БАКИНСКИЙ АРХИПЕЛАГ)

В распределении нефти и газа и размещении их залежей по разрезу и площади распространения продуктивной толщи в антиклинальной зоне Сангачалы-море—Дуваный-море—о-в Булла отмечается большое разнообразие. Причины их с учетом влияния структурного, литологического и гидрогеологического факторов как в отдельности, так и во взаимной связи друг с другом могут быть выявлены по истечении почти тридцатилетнего периода глубокого бурения. В связи с этим настоящая работа посвящена сравнительной характеристике распределения и размещения залежей по площади распространения горизонтов V, VII и VIII продуктивной толщи (ПТ) и по их разрезу. При этом упор делался на VII горизонте, так как по нему имеется большое количество фактических данных и он нефтеносен на всем протяжении северо-восточного крыла рассматриваемой антиклинальной зоны.

На основании результатов геофизических исследований и бурения, проводимых за последние годы, с учетом данных эксплуатации многочисленных скважин, были составлены структурная карта по подошве VII горизонта ПТ и профили с указанием контуров нефтеносности горизонтов (рис. 1), литофации и залежей нефти и газа (рис. 2 и 3).

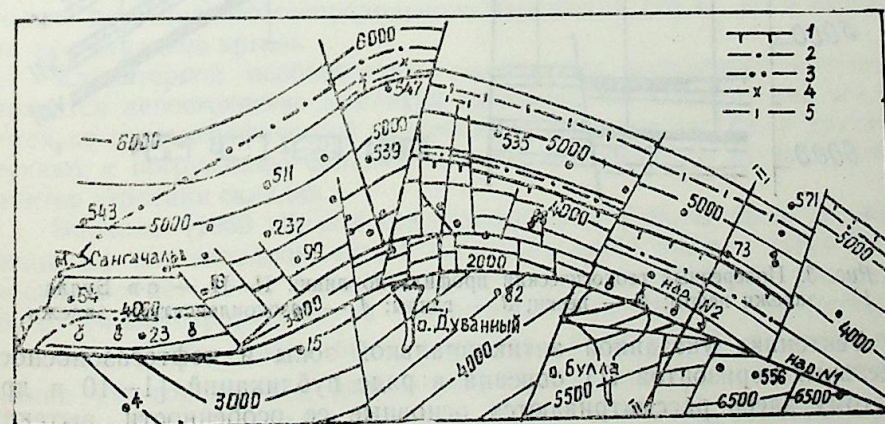


Рис. 1. Структурная карта по подошве VII горизонта ПТ Сангачалы-море—Дуваный-море—о-в Булла:  
контурь залежей горизонтов: 1—V гор. (нефть); 2—VII (нефть); 3—VII (газ); 4—VIII (нефть); 5—VIII (газоконденсат)

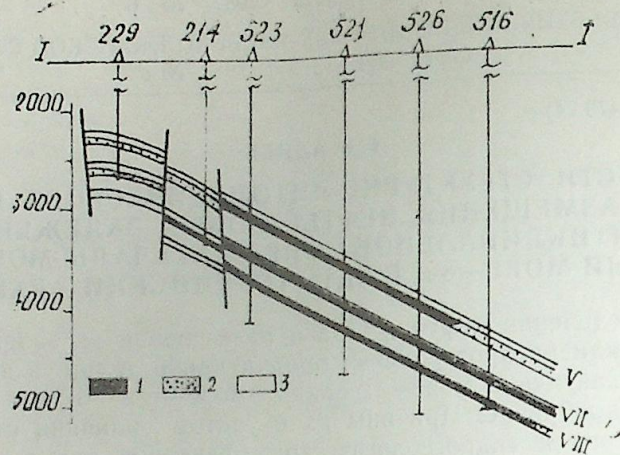


Рис. 2. Поперечный геологический профиль по линии I—I — Дуванный-море:  
1 — залежи нефти; 2 — пески; 3 — глины

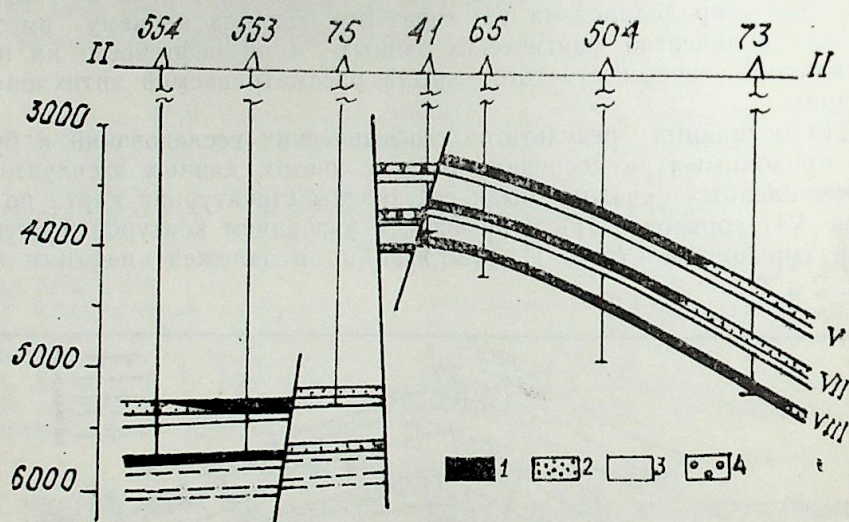


Рис. 3. Поперечный геологический профиль по линии II—II — о-в Булла:  
1 — залежи нефти; 2 — пески; 3 — глины; 4 — газоконденсатные залежи

Тектоника указанной антиклинальной зоны и нефтегазоносность отдельных горизонтов ПТ описана в ряде публикаций [1—10 и др.]. Поэтому здесь рассматриваются основные ее особенности, вытекающие из наших исследований. При этом акцентируется внимание главным образом на литофации и разбитости структуры на отдельные блоки продольными и многочисленными поперечными нарушениями. Их количество, местоположение и протяженность уточнены по данным последних лет.

Рассматриваемая антиклинальная зона является одной из крупных, сильно дислоцированных структур Бакинского архипелага, которая прослеживается в субширотном направлении на расстоянии более 30 км.

Ее ось изгибается в плане, испытывая максимальное воздымание на площади Дуванный-море. Она выпуклостью обращена на северо-восток в сторону морского продолжения Джейранкечмазской депрессии. Крутизна слоев на своде структуры по VII горизонту достигает 45—50°, уменьшаясь по погружению крыльев, в частности на северо-восточном крыле, до 25—30°. Структура имеет достаточно большую высоту, особенно на северо-восточном крыле, достигающую 3000 м и более. На юго-западном, более коротком крыле, обусловленном резкой асимметричностью строения зоны, высота складки не превышает 2000 м.

Одним из важных элементов тектоники описываемой структуры является наличие осепродольного нарушения, вдоль которого северо-восточное крыло относительно юго-западного приподнято на всех площадях антиклинальной зоны.

В строении структуры, особенно в нефтегазонасыщении горизонтов, важную роль играет второе продольное нарушение (№ 2), которое ответвляется от основного нарушения (№ 1) в центральной части площади Сангачалы-море. Далее, на юго-восток, проходя параллельно нарушению № 1, на расстоянии более 1500 м сливается с ним в районе скв. 549 площади о-в Булла.

Северо-восточное крыло рассматриваемой антиклинальной зоны характеризуется широким развитием поперечных нарушений различной амплитуды (100—350 м) и протяженности (2—7 км).

Они сосредоточены в основном на площади Дуванный-море, где происходит максимальное воздымание шарнира структуры. Большинство этих нарушений упираются по восстанию пластов во второй продольный разрыв. Только два из них, т. е. в полосе сочленения площади Дуванный-море с соседними — Сангачалы-море на северо-западе и о-в Булла на юго-востоке, являются сквозными. Они доходят не только до основного осепродольного нарушения (№ 1), но и переходят на юго-западное крыло.

Характерной особенностью выявленных разрывных нарушений является непостоянство амплитуд их смещения. Одни из них усиливаются со стратиграфической глубиной, к сводовым частям, а другие затухают к погружению складки. Тем самым создается ступенчатый характер строения складки.

Вначале (1950 г.) поисково-разведочные работы были сосредоточены на юго-западном крыле антиклинальной зоны. Затем спустя несколько лет из-за отрицательных результатов бурения эти работы были сконцентрированы на северо-восточном крыле. Продуктивность отложений ПТ впервые была выявлена лишь в 1962 г., после испытания VII горизонта в разведочной скв. 24 (интервал 2851—2759 м) площади Дуванный-море. Это дало толчок широкому развороту разведочного бурения по всему северо-восточному крылу антиклинальной зоны. В результате проведенных работ полностью подтвердилась нефтегазоносность VII горизонта в пределах рассматриваемой зоны.

ли получены также первые положительные данные о нефтегазоносности V горизонта (скв. 276, 361).

Углубление скважин привело к вскрытию песчаных интервалов ниже VII горизонта и к открытию крупной газоконденсатной залежи в VIII горизонте на площадях Дуванный-море и о-в Булла. Таким образом, за этот период открыты и введены в разработку нефтегазовые залежи промышленного значения в V, VII и VIII горизонтах. Отличаются они друг от друга не только по количеству и мощности продуктивных интервалов, но и по размерам своих залежей (таблица).

Высота и ширина залежей нефти и газа V, VII и VIII горизонтов ПТ северо-восточных крыльев месторождений Бакинского архипелага, м

Площади	Горизонты		
	V	VII	VIII
Сангачалы-море	—	3300—4500 1600—2450	—
Дуванный море	1500—2100 900—1250	2500—7000 2400—3250	4000—5500 2200—2400
о-в Булла	1400—1900 550—600	1500—2800 600—2200	3500—5000 1500—2100

Примечание: в числителе — ширина; в знаменателе — высота.

После длительного перерыва, вызванного отрицательными результатами бурения, поисково-разведочные работы были возобновлены на юго-западном крыле структуры о-в Булла в связи с получением в 1979 г. в скв. 542 и 553 притока нефти из V горизонта ПТ. V, VII, и VIII горизонты с мощностью 100—140, 80—130, 25—60 м соответственно представлены чередованием песчано-глинистых образований с максимальным содержанием песков и песчаников. Причем песчанистость разреза увеличивается к подошве горизонтов, испытывая резкое литофациальное изменение по площади. Горизонты становятся более песчанистыми по простиранию зоны с северо-запада на юго-восток, а также вкрест простирания по погружению пластов в сторону крыльев поднятия.

Так, в северо-западной части площади Сангачалы-море в разрезах V, VII и VIII горизонтов глины становятся преобладающими, составляя 80—90, 40—60 и 50—70% соответственно. Затем в юго-восточном направлении происходит некоторое увеличение песчанистости и далее на площадях Дуванный-море и о-в Булла частота появления песчаных пластов увеличивается и они становятся преобладающими в разрезе. Песчанистость в разрезах указанных горизонтов достигает 50—65%.

В целом степень выдержанности фациального состава, стратиграфическое положение горизонтов, мощности и каротажные характеристики их неодинаковы. Различаются они также по пространственному распространению и размещению промышленного значения залежей нефти и газа.

Различие в нефтегазонасыщении по площади хорошо улавливается при сопоставлении контуров залежей горизонтов между собой. В действительности контуры нефтегазоносности V, VII и VIII горизонтов в плане не совпадают (рис. 1). Газоконденсатные залежи VIII гори-

зонта имеют большие контуры, чем залежи нефти в VII горизонте. Контуры нефтеносности последнего расширяются по сравнению с контурами нефтеносности в V горизонте. Это в основном твердо установлено на площадях Дуванный-море и о-в Булла. На площади Сангачалы-море горизонты V и VIII из-за глинизации разреза не нефтеносны.

Все залежи на далеком погружении крыльев поднятий зоны подвергаются действию краевой воды. На их сводах продольные нарушения в одних случаях служат экраном для залежей VII горизонта (нарушение № 1), а в других для залежей VIII и V горизонтов (нарушение № 2).

Залежи нефти V горизонта, располагаясь внутри контура нефтеносности VII горизонта, характеризуются меньшим площадным охватом. Начиная с северо-западной части площади Дуванный-море (районы скв. 361, 521, 523 и др.) они протягиваются в юго-восточном направлении до скв. 98, 504 и 506 площади о-в Булла, на расстоянии 13 км при ширине 1500—2100 м (Дуванный-море) и 1400—1900 м (о-в Булла).

Эффективные мощности в разрезе V горизонта изменяются от 2 до 18 м. Причем они распределены в разрезе неравномерно. Если этот горизонт рассматривать в виде трех подгоризонтов (V<sub>в</sub>, V<sub>с</sub> и V<sub>н</sub>), то минимальные значения эффективных мощностей следует связать с первыми двумя подгоризонтами (V<sub>в</sub> и V<sub>с</sub>). Эти залежи размещены в основном в их кровельных частях, а залежи нижнего подгоризонта приурочены ко всему разрезу. Размеры их залежей значительно расходятся между собой.

Нефтенасыщение в разрезе V горизонта увеличивается сверху вниз. Нефтеносность каждого верхнего подгоризонта характеризуется меньшим ареалом, чем нефтеносность нижезалегающего подгоризонта.

VII горизонт, ограничиваясь сверху и снизу глинистыми пачками, четко выделяется на каротажных диаграммах скважин и, как V горизонт, распадается на три подгоризонта VII<sub>в</sub>, VII<sub>с</sub> и VII<sub>н</sub>. Они отличаются друг от друга по количеству мощности продуктивных интервалов и по размерам залежей.

В отличие от V горизонта, в разрезе VII горизонта расширение контуров, увеличение количества (2—4) и мощности (12—18 м) нефтенасыщенных интервалов происходит в верхнем и нижнем подгоризонтах. Но площадное распространение залежей VII<sub>в</sub> значительно отстает от залежей VII<sub>н</sub>. Это свидетельствует о неравномерном нефтегазонасыщении коллекторов подгоризонтов. Контуры этих залежей в плане не совпадают. Так, нефтенасыщение нижнего подгоризонта охватывает всю площадь северо-восточного крыла антиклинальной зоны. А нефтеносность подгоризонтов VII<sub>в</sub> начинается с центральной части площади Сангачалы-море, VII<sub>с</sub> — с юго-восточной периклинали структуры Дуванный-море и протягиваются далее на юго-восток до площади о-в Булла.

Северо-западной границей залежей VII<sub>в</sub> служит нарушение, проходящее в районе скв. 16, 37, 68 и 141. Максимальная высота залежей по линии скв. 37, 168, 16, 170, 171 и 520 составляет 1250 м, при ширине 4000 м. В районе поперечного разрыва, проходящего между скв. 71, 83, 196 и отделяющего площади Сангачалы-море и Дуванный-море, высота залежей составляет 1400 м, а ширина — 2500 м. Далее на

восток до поперечного разрыва, проходящего между скв. 119, 252 и др., в результате размыва головной части структуры происходит дальнейшее сокращение высоты залежей до 700 м, а ширины — в 1500 м. Однако к югу, в полосе между двумя продольными разрывами, в блоке расположения скв. 216 и др., пески подгоризонта вновь становятся нефтенасыщенными. Затем еще на востоке в пределах площади Дуванн-море внешний контур смещается в сторону погружения пластов на крыле, а внутренний контур скачкообразно расширяется до главного продольного разрыва (№ 1). Тем самым как бы сходит на нет размыв головных частей подгоризонта, где залежи нефти его имеют максимальные размеры: высоту — 2250 м, ширину — 2500 м. Но на юго-восток на площади о-в Булла вновь происходит сужение залежей: ширина их уменьшается до 2000 м, а высота — до 750 м.

Залежи среднего подгоризонта занимают гораздо меньшую площадь по сравнению с VIIв и VIIн. Их ширина составляет 1400—2300 м, высота—500—1600 м и охватывают они юго-восточную часть площади Дуванн-море и целиком площадь о-ва Булла.

Отсутствие нефтегазонасыщения этого подгоризонта на площади Сангачалы-море и северо-западной половине структуры Дуванн-море связано с глинистостью разреза. Последний сложен в основном из мелких частиц терригенного материала, тогда как верхний и нижний подгоризонты — из песчаного материала, к разрезам которых приурочены промышленные залежи нефти и газа.

Высота и ширина залежей нижнего подгоризонта (VIIн) изменяются по простиранию северо-восточного крыла антиклинальной зоны. Они имеют наименьший размер в зоне Сангачалы-море, смежной с Кянизадагским поднятием, где еще полностью не околтурены. На площади Сангачалы-море высота залежей VIIн вместе с газовой шапкой при ширине 4500 м составляет в среднем 2450 м. Далее на юго-востоке между поперечными разрывами, проходящими в смежной зоне Сангачалы-море и Дуванн-море (район скв. 539, 547) внешний контур VIIн постепенно смещается по погружению пластов, где высота залежей при ширине 7000 м составляет 3250 м. Затем к юго-востоку она постепенно сужается и на площади о-в Булла высота и ширина залежей, включая газовую шапку, становятся минимальными — соответственно 600 м и 1500 м. Причем сужение залежей по простиранию в юго-восточном направлении носит ступенчатый характер, обусловленный влиянием поперечных нарушений. В качестве примера можно указать поперечный разрыв, проходящий между скв. 16 и 141. Он в основном играет экранирующую роль лишь для залежей VIIв, а другие подобные разрывы в районе скв. 273, 274 и др. — для залежей VIIс.

Главный продольный разрыв (№ 1) в отличие от второго продольного разрыва (№ 2), играющего экранирующую (до скв. 104 и 110) или проводящую роль (к востоку от них), по всему простиранию антиклинальной зоны служит экраном для залежей всех горизонтов, поскольку на юго-западном крыле зоны они являются водоносными. Исключением являются лишь районы расположения скв. 542 и 553, при опробовании которых была получена нефть из V горизонта ПТ.

С точки зрения нефтегазонасыщенности VIII горизонт представляет интерес лишь на северо-восточном крыле антиклинальной зоны, причем на площадях Дуванн-море и о-в Булла. На остальных участках от-

ложения этого горизонта являются слабопесчанистыми. Вдоль северо-восточного крыла, начиная от площади Сангачалы-море в юго-восточном направлении, разрез VIII горизонта становится более песчанистым; на площади Сангачалы-море песчаность составляет 20—50%, Дуванн-море — 35—65%, о-в Булла — 50—65% при изменении мощности его соответственно в пределах 25—55 м, 30—65 м и 45—55 м.

Северо-западная граница залежей VIII горизонта ограничивается поперечным разрывом, проходящим между скв. 252, 539 и 119, 538. В районе этих скважин высота и ширина газоконденсатных залежей в среднем составляют соответственно 2400 и 5500 м.

В центральной части складки Дуванн-море ширина газоконденсатных залежей составляет 4000—5000 м, а высота 2200—2400 м.

На площадях Дуванн-море и о-в Булла контур залежей проходит параллельно изогипсам структуры и продольному разрыву на расстоянии более 20 км.

Все поперечные разрывы, осложняющие северо-восточные крылья структур Дуванн-море и о-в Булла до продольного разрыва № 2, играют проводящую роль для залежей VIII горизонта.

Максимальный контур нефтеносности имеет VII горизонт, но по сравнению с ним внешний контур залежей VIII горизонта смещен на расстоянии примерно 2300—3000 м на север-северо-восток в сторону погружения крыла и поэтому их внешние контуры перекрывают внешние контуры залежей VII горизонта. Таким образом, в плане контуры залежей этих горизонтов смещены относительно друг друга (см. рис. 1).

В головных частях пластов в ряде случаев отмечается размытость залежей нефти и газа. Такое явление характерно для залежей VIII и V горизонтов, особенно в тех тектонических блоках, которые расположены между двумя продольными нарушениями.

Подкирмакинская свита (ПК) вскрыта относительно большим числом скважин лишь на северо-восточном крыле поднятия Дуванн-море. На остальной части территории рассматриваемой зоны разрез этой свиты изучен по единичным скважинам. Эта свита впервые была вскрыта в 1965 г. скв. 17, заложенной в присводовой части северо-восточного крыла структуры Дуванн-море, причем на полную мощность (48 м) на глубине 3960 м. В последующие годы она была вскрыта еще в ряде скважин (№ 44, 83, 95, 99, 504 и др.), по данным которых мощность ее увеличивается с северо-запада (20—30 м) на юго-восток (60 м). К участкам ее максимальной мощности приурочена наибольшая песчаность.

Характерной особенностью свиты является еще то, что песчаная пачка, залегающая в ее основании, сохраняется на всей площади структуры Дуванн-море. Мощность ее увеличивается в юго-восточном направлении от 3 (скв. 83) до 10—12 м (скв. 44 и 17).

Из всех опробований, произведенных в скважинах, лишь в скв. 99 были получены газ (200 тыс. м<sup>3</sup>) и вода (200 м<sup>3</sup>/сут): в этой скважине емические сопротивления пород опробованного интервала гораздо меньше, чем в соседних скважинах, давших только пластовую воду.

На основании вышеизложенного можно сделать следующие выводы:

1. Нефтегазонасыщение разреза в целом увеличивается сверху вниз. При этом залежи нефти и газа в VII горизонте имеют большие

контуры, чем залежи нефти и газа в V горизонте. Залежи VIII горизонта в свою очередь перекрывают залежи VII горизонта на площадях Дуванный-море и о-в Булла.

2. Несовпадение контуров залежей отмечается между горизонтами и подгоризонтами одного и того же горизонта, отличающихся друг от друга, как и сами горизонты, по степени выдержанности фациального состава, мощности и нефтегазонасыщенности.

3. Разнообразие в распределении залежей нефти и газа по разрезу описываемых выше горизонтов и по площади их распространения вдоль всей зоны в значительной мере обусловлено влиянием структурно-тектонического, литологического и гидрогеологического факторов, особенно в смежной зоне поднятий Сангачалы-море и Дуванный-море.

4. Повышенные значения нефтегазонасыщенных мощностей горизонтов совпадают с их максимальными (общими) мощностями. Отклонение от этой закономерности может быть связано с палеогеографическими условиями бассейна осадконакопления и интенсивностью тектонических движений, продолжавшихся в течение плиоценовой эпохи.

5. Пространственное размещение флюидов показывает, что каждый участок характеризуется вертикальной и площадной зональностью распределения залежей. На неравномерное заполнение ловушек также влияет замещение одних разностей пород другими, выклинивание отдельных песчаных пачек и изменение коллекторских свойств пород по разрезу и площади. Это является характерной особенностью природных резервуаров, вмещающих месторождения Бакинского архипелага.

#### Литература

1. Алиев Г. Р., Эфендиев А. А. К характеру распределения залежей нефти и газа в отложениях VIII горизонта ПТ складчатой зоны Кяиздаг—о-в Булла. — АНХ, 1978, № 8, с. 4—9.
2. Алиев А. И., Самедов Ф. И., Полоудин Г. А. Некоторые особенности газонефтегазонасыщения VII горизонта ПТ Сангачалы-море—Дуванный-море. — АНХ, 1968, № 1, с. 4—6.
3. Асадов М. Н., Усанов Г. М. К вопросу о перспективах нефтегазонасыщенности структур Сангачалы-море, Дуванный-море в свете новых данных. — АНХ, 1966, № 8, с. 1—4.
4. Ахмедов Г. А., Салаев С. Г., Зейналова Э. И., Мамедов С. Б. Перспективы поисков нефтяных залежей в олигоцен-миоценовых отложениях Джейранкечмазской депрессии и Бакинского архипелага. — АНХ, 1971, № 1, с. 1—3.
5. Буниат-заде З. А., Халилбейли Ч. А., Гасанов А. Н. О последних извержениях грязевого (газонефтяного) вулкана о. Булла. — Нефть и газ, 1968, № 1, с. 17—20.
6. Гасанов И. С., Ганбаров Ю. Г. Новые данные о тектонике юго-восточной части Бакинского архипелага. — АНХ, 1960, № 1, с. 4—7.
7. Гусейнова Н. Н., Рустамбекова Н. К. Новое представление о геологическом строении месторождений Сангачалы-море—о. Дуванный—о. Булла по данным совместной интерпретации результатов бурения и сейсмических материалов. — АНХ, 1968, № 8, с. 1—3.
8. Гусейн-заде О. Д., Гусейнова Н. Н., Рустамбекова Н. К. К установлению зон нефтегазонасыщения VII горизонта месторождения Сангачалы-море—Дуванный-море—о-в Булла по сейсмическим данным. АНХ, 1968, № 11, с. 1—3.
9. Мехтиев Ш. Ф., Салаев С. Г., Буниат-заде З. А., Нариманов А. А. Геологические предпосылки выявления глубоководных нефтяных залежей в Южном Каспии. — В сб.: Очерки по геологии Азербайджана. Баку: Азернешр, 1984, с. 103—126.
10. Путкарадзе А. Л. Бакинский архипелаг. — Азербайджан, 1958, с. 336.

Г. Р. Алиев

#### СЭНКЭЧАЛ-ДЭНИЗ—ДУВАННЫ-ДЭНИЗ—БУЛЛА АДАСЫ АНТИКЛИНАЛ ЗОНАСЫНДА НЕФТ-ГАЗ ЈАТАГЛАРЫНЫН ПАЈЛАНМАСЫНЫН СТРУКТУР-ЛИТОЛОЖИ КОНТРОЛЛУГ ХҮСУСИЈЈЭТЛЭРИ

(Бақы архипелагы)

Мәгалә мәһсулдар гатын кәсилиш вә јајылма сәһәси үзрә нефт вә газ јатагларынын пајланма вә јерләшмәси һаггында мұлаһизә структур-литоложи вә һидрогеоложи амилләр нәзәрә алынмагла, гујуларынын сынанма вә истисмар нәтичәләринә әсасланыр.

Мә'луматларынын тәһлили кәстәрир ки, кәсилишин нефтгазлылығы, үмумијјәтлә, ју-харыдан ашағы артыр; һәр сәһә шагулу вә үфиғи истигамәтләрдә јатагларынын геј-ри-бәрабәр пајланмасы илә сәчијјәләнир; кәсилиш үзрә ашағы истигамәтдә һоризонт-ларынын нефтгазлылығы сәрһәдләри бир-биринә нисбәтән хејли кенишләнир.

G. R. Aliev

#### STRUCTURAL AND FORMATIONAL CONTROL PECULIARITIES OF OIL AND GAS DEPOSIT DISTRIBUTIONS WITHIN THE SANGACHALY-SEA—DUVANNY-SEA—BULLA ISLAND (THE BAKU ARCHIPELAGO) ANTICLINAL ZONE

Oil and gas deposit occurrences within the productive series section and area are based considering structural and formational, hydrogeological factor influences as well as well sampling and exploitation results.

Detailed generalization of actual data indicates that oil and gas saturation in a section as a whole increases from top to bottom; each area is characterized by vertical and areal zoning of separate horizon deposits.

Deposit areal distributions of each uppermost horizon lag far behind from oil and gas content of the following horizon, i. e. V, VII, VIII horizon oil and gas contours do not coincide.

УДК

Р. Р. БАБАЕВ

### ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЛОВУШЕК ДЖЕЙРАНКЕЧМАЗСКОЙ ДЕПРЕССИИ, СВЯЗАННЫХ С ТЕКТОНИЧЕСКИМИ РАЗРЫВАМИ

Перспективы нефтегазоносности плиоценовых отложений Джейранкечмазской депрессии связаны с песчаными горизонтами продуктивной толщи, причем на различных участках депрессии, в зависимости от сочетания основных критериев нефтегазоносности, играющих основную роль как в нефтегазообразовании, так и в формировании залежей углеводородов и предохранении их от разрушения, продуктивными являются различные горизонты продуктивной толщи, стратиграфически приуроченные к разным ее свитам.

При определении перспектив нефтегазоносности плиоценовых образований Джейранкечмазской депрессии в ловушках, связанных с тектоническими разрывами, помимо всех критериев нефтегазообразования и нефтегазонакопления должна быть с наибольшей полнотой учтена — в качестве основного критерия — разрывная тектоника, создающая в совокупности с остальными критериями нефтегазоносности на отдельных участках Джейранкечмазской депрессии благоприятные условия для формирования залежей нефти и газа в тектонически экранированных ловушках.

В результате проведенных поисково-разведочных работ в северо-западной части Джейранкечмазской депрессии на Дуванинской и Кянизадагской складках в отложениях продуктивной толщи были установлены газовые, газоконденсатные и нефтяные залежи, приуроченные к тектоническим структурам, осложненным осепродольными и оседиагональными экранирующими разрывами, что позволяет положительно оценить перспективность продуктивной толщи и на остальных плиоценовых структурах в пределах этой депрессии, которые также осложнены тектоническими разрывами. Так, например, на Утальгинской, Миаджикской, Анартской и Тоурагайской складках в процессе ведения разведочных работ были получены промышленные притоки газа и нефти.

Полученные данные по нефтегазоносности плиоценовых структур Джейранкечмазской депрессии прежде всего свидетельствуют о том, что песчаные горизонты продуктивной толщи этого района являются промышленно нефтегазоносными, а тектонические структуры, осложненные разрывами, могут содержать сводовые и тектонически экранированные ловушки нефти и газа. Таким образом, все эти данные свидетельствуют о том, что в Джейранкечмазской депрессии не только имеются все необходимые условия для формирования залежей нефти и газа в сводах антиклинальных поднятий, но и могут иметь место тек-

тонически экранированные залежи, расположенные на крыльях и периклиналях структур.

Хотя к настоящему времени разведочными работами в Джейранкечмазской депрессии в той или иной степени освещены все известные антиклинальные поднятия по плиоцену, в то же время нельзя считать, что все эти структуры уже закончены разведкой на нефть и газ по отложениям продуктивной толщи. Анализ проведенных работ показывает, что количество пробуренных скважин явно недостаточно для выявления тектонически экранированных залежей в этом районе, поскольку большинство этих скважин было прекращено бурением по техническим причинам в верхних горизонтах продуктивной толщи, а нижняя ее часть оказалась почти неизученной поисковыми работами.

По ряду структур (например, Шихикая) изучались лишь погруженные части одного из крыльев, либо одни из периклинальных окончаний антиклинальных складок, тогда как ряд тектонически ограниченных блоков фактически остался неразведанным.

Исходя из вышесказанного, в зоне суши Джейранкечмазской депрессии возможно открытие новых нефтегазовых залежей в разрезе отложений продуктивной толщи, связанных с тектоническими разрывами. Определенные перспективы поисков таких залежей в рассматриваемой депрессии связаны также с прибортовой ее зоной, где, по данным разведочных работ, проведенных на Ченлдагской и Рагимской площадях, расположенных на границе с Юго-Западным Гобустаном, из выклинивающихся и частично экранированных песчаных горизонтов продуктивной толщи были получены промышленные притоки нефти.

Аналогичные залежи могут быть и на других участках северной бортовой части Джейранкечмазской депрессии — на площадях Каргабазар, Кафтаран и Агзыкир — в верхах продуктивной толщи.

Проведенный анализ всего имеющегося геолого-геофизического материала по территории Джейранкечмазской депрессии позволил выделить нижеследующие конкретные участки, перспективные для поисков залежей углеводородов в отложениях продуктивной толщи, связанных с тектоническими разрывами.

Так, на площади Шихикая, расположенной в северо-восточной части Джейранкечмазской депрессии, для поисков залежей нефти и газа в период с 1936 по 1941 г. были пробурены 22 скважины, причем они закладывались либо в пределах юго-восточной периклинали этой складки, либо на далеком погружении северо-восточного крыла. Несмотря на то, что по имеющимся структурным построениям все эти скважины находились в неблагоприятном в структурном отношении гипсометрическом положении относительно свода складки, даже и в этих условиях в процессе бурения и опробования здесь отмечались интенсивные нефтегазопроявления и мощные газовые фонтаны промышленных значений в основном из отложений сабунчинской свиты продуктивной толщи.

Все эти данные свидетельствуют о перспективности песчано-алевритовых пластов сабунчинской свиты продуктивной толщи в пределах присводовых частей юго-западного и северо-восточного крыльев, разделенных осепродольным разрывом и разбитых тектоническими разрывами типа сбросов на отдельные тектонические блоки.

Целый ряд объективных факторов (раннее заложение складки, на-

личие мощных песчано-алевритовых горизонтов, разобренных мощными глинистыми пластами-покрышками, относительно небольшая размытая мощность отложений продуктивной толщи и вышеотмеченные интенсивные нефтегазопроявления) позволяют рассчитывать на наличие в тектонически экранированных блоках складки залежей газа, а возможно и нефти в песчано-алевролитовых горизонтах сабунчинской свиты продуктивной толщи.

Аналогичные перспективы нефтегазоносности, связанные с тектоническими разрывами, имеют место и на других поднятиях Джейранкечмазской депрессии: Анартской, Мягчикской, Утальгинской и Тоурагайской складках, которые разбиты тектоническими разрывами различной ориентации (осепродольные, осепоперечные и оседиагональные), в результате чего образовались тектонически экранированные блоки, благоприятные для формирования ловушек, связанных с тектоническими разрывами в отложениях верхов продуктивной толщи (сабунчинская и сураханская свиты).

В пределах этих поднятий в процессе бурения и опробования ряда скважин были отмечены в отдельных тектонических блоках как нефтегазопроявления, так и промышленные притоки нефти и газа из верхней части разреза продуктивной толщи, что позволяет рассчитывать на обнаружение тектонически экранированных залежей в отдельных блоках вышеуказанных складок.

В юго-западной бортовой зоне Джейранкечмазской депрессии и в сопредельной зоне юго-восточной части Алятской гряды по данным проведенного поискового и разведочного бурения в пределах ранее выделенных поднятий Котурдаг и Айрантекия установлено наличие единого более крупного Котурдаг-Айрантекианского поднятия, представляющего собой сложную антиклинальную складку, разделенную разрывными нарушениями на ряд отдельных тектонических блоков и вытянувшуюся с СЗ на ЮВ в длину на 10—12 км при ширине 5—6 км [1].

Северо-восточное крыло Котурдаг-Айрантекианского поднятия по подошве VII горизонта в зоне, примыкавшей к основному продольному разрыву, имеет углы падения в 15—20°, а затем вниз по падению вылаживается до 10°, переходя в неглубокий синклиналиный прогиб, отделяющий Котурдаг-Айрантекианскую складку от Дуваннинского поднятия.

Юго-западное крыло складки более крутое в присводовой части, углы падения пластов уменьшаются до 20°. Северо-восточное крыло Котурдаг-Айрантекианской структуры по сместителю основного продольного разрыва (взброса-сдвига) взброшено с амплитудой около 1700—2000 м.

В пределах опущенного по продольному разрыву юго-западного крыла этой складки в аналогах VII горизонта по Карадагской разбивке была выявлена тектонически экранированная, частично стратиграфически ограниченная залежь нефти. Аналогичные тектонически экранированные и частично стратиграфически ограниченные залежи возможны в этом же горизонте и в других тектонических блоках в северо-западных и юго-восточных частях этого крыла, а также в блоке юго-восточной периклинали этой складки.

В тектонически ограниченных блоках юго-восточной периклинали

Котурдаг-Айрантекианской складки можно рассчитывать на перспективы выявления аналогичных залежей и в аналогах ПК свиты продуктивной толщи.

Перспективы нефтегазоносности в пределах Джейранкечмазской депрессии связаны, помимо отложений плиоцена, также и с миоцен-палеогеновыми образованиями, залегающими в этом районе на глубинах ниже 3—5 км. Для этих отложений характерно увеличение мощности и непрерывное их погружение в юго-восточном направлении — от северо-западных границ с юго-западным Гобустаном к внутренним частям Джейранкечмазской депрессии [2].

Перспективы нефтегазоносности палеоген-миоценовых образований Джейранкечмазской депрессии связаны также с зонами тектонических дроблений, образованных осепродольными региональными разрывами в сводовых частях тектонических поясов. Исходя из того, что эти зоны достаточно велики (в юго-западном Гобустане они достигают ширины 1,5—2 км) и заполнены тектоническими брекчиями и перемьятыми породами, являющимися по существу коллекторами и путями миграции нефти и газа, и учитывая, что эти породы в Джейранкечмазской депрессии перекрыты мощной крышкой плиоценовых образований, где имеются мощные глинистые непроницаемые толщи пород, — возможно, что эти зоны тектонического дробления могут служить местами крупных залежей нефти и газа особого типа.

Не случайно поэтому в ряде работ, посвященных проблеме нефтегазоносности, связанной с тектоническими разрывами, в последнее время значительный интерес в качестве зон возможного нефтегазонакопления приобретают зоны тектонического дробления. В работе

Б. В. Григорьянца и С. Г. Салаева [3] рассматривается механизм формирования нефтегазовых залежей в ловушках, связанных с зонами тектонического дробления. По мнению авторов [3], разделяемому нами, в молассовых прогибах, к типу которых относится и Джейранкечмазская депрессия, преобладают в разрезе глинистые образования, аккумулирующие значительные объемы флюидов, которые в свою очередь обеспечивают высокую пластичность глинистых пород и вместе с тем определяют энергетические ресурсы тех же молассовых прогибов. В связи с неизбежным неравномерным распределением флюидов в глинистых породах неизбежен и переток флюидов из зон высокого в зоны низкого их насыщения, однако из-за наличия плохо проницаемой глинистой среды этот переток должен сопровождаться обязательным перемещением в глинистых породах, вмещающих флюиды. Поэтому наиболее вероятно накопление углеводородов в краевых, граничных зонах молассовых прогибов, вдоль разломов, по которым происходило опускание их геосинклиналиного складчатого основания, что и обусловило само формирование наложенных молассовых прогибов. Разнонаправленный характер вертикальных движений блоков геосинклиналиного складчатого комплекса пород вдоль таких разломов неизбежно должен был сопровождаться сильным дроблением пород, что обеспечивает их высокую пористость и проницаемость.

Возможно также формирование зон дробления пород и вдоль пологих надвигов, осложняющих складчатую структуру поверхностного выполнения прогибов. Такие надвиги, по всей вероятности, связаны с краевыми зонами дробления пород молассовых прогибов, которые

следует рассматривать как основные зоны нефтегазонакопления.

Интенсивное смятие и геосинклинальных и молассовых отложений в складки, как правило, сопровождается образованием разрывов вдоль их осевых плоскостей и соответственно локальных зон дробления пород.

В пределах ЮВ Кавказа примеров формирования приразломных зон нефтегазонакопления является месторождение Сиазанской моноклинали, а в пределах соседнего с Джейранкечмазской депрессией района ЮЗ Гобустана аналогичные залежи нефти и газа, но локального характера, известны на месторождении Умбаки.

Таким образом, как видно на этих примерах, даже для молассовых образований с их мощными гранулярными пластовыми коллекторами приразломные зоны дробления пород приобретают весьма существенное значение, поскольку они являются основными путями миграции углеводородов, основными путями их переноса, обеспечивающими в конечном итоге нефтегазонасыщение и возможность формирования залежей углеводородов в зонах дробления, связанных с разрывными дислокациями, аналогичных вышеприведенным. Наибольший интерес для нефтегазонасыщения должны представлять регионально простирающиеся разломы, ограничивающие наложенные впадины или разграничивающие смежные поднятия и прогибы. Это связано с тем, что в поверхностном выполнении впадин обычно существенную роль играют мощные толщи пластичных глинистых пород, содержащих большие объемы нефтяных углеводородов, перераспределение которых в пространстве и приводит в конечном итоге к заполнению ловушек, а при наличии в разрезе песчаных горизонтов, какие имеются в отложениях продуктивной толщи Апшеронского нефтегазонаосного района и Джейранкечмазской депрессии, возможно заполнение нефтяными углеводородами пластов гранулярных коллекторов. В случае отсутствия в разрезе такого комплекса отложений перераспределение углеводородов будет осуществляться в виде циркуляции по зонам нарушений и зонам трещиноватости, в том числе и по разрывам, приуроченным к осевым плоскостям антиклинальных структур.

В этом случае циркуляция углеводородов может проявиться в виде грязевулканической деятельности, протекающей тем активнее, чем меньше в разрезе осадочного выполнения впадин пластов и пакетов гранулярных коллекторов. Это явление наиболее ярко проявляется в пределах ЮЗ Апшерона и ЮЗ Гобустана, где продуктивная толща в основном размывта и на поверхности обнажены породы миоцена—палеогена, сложенными преимущественно глинистыми породами. Такие приразломные зоны являются основными поставщиками углеводородов в каналы грязевых вулканов, обеспечивая их извержения и грифоно-сальзовую деятельность. Значительна активность грязевого вулканизма как на суше, так и в акваториальной зоне Джейранкечмазской депрессии, где широкое распространение плиоценовых отложений при больших мощностях продуктивной толщи до 3000—3500 м не может служить препятствием из-за замещения песчаных горизонтов глинистыми, особенно в верхнем отделе продуктивной толщи.

Таким образом, разрывная дислокация, сопровождаемая зонами дробления пород, определяется не только циркуляцией углеводородов в земной коре, в определенных условиях с этими зонами дробления

пород могут быть связаны нефтегазовые залежи и зоны нефтегазонакопления, причем эти зоны будут иметь ограниченное площадное пространство и узкий, линейный характер.

Все это свидетельствует о больших потенциальных возможностях приразломных зон дробления пород, с которыми могут быть связаны промышленные залежи нефти и газа. Поэтому определенные перспективы нефтегазонаосности плиоценовых отложений в пределах рассматриваемого района Джейранкечмазской депрессии могут быть связаны с приразломными зонами, вдоль осевых разрывов, проходящих по осевым частям всех антиклинальных поясов этой депрессии.

Вышеуказанный вывод подтверждается обильными нефтегазопоявлениями, развитием грязевого вулканизма вдоль зон продольных разрывов в пределах Джейранкечмазской депрессии.

Как известно, в пределах акваториальной зоны Джейранкечмазской депрессии — на месторождении Сангачалы-море—о. Дуванный—о. Булла — первоначально промышленная нефтегазонаосность была выявлена в низах балаханской свиты (V и VII горизонты по Карадагской разбивке), а также в свите НКП (VIII горизонт по Карадагской разбивке, причем лишь на опущенных северо-восточных крыльях складок. На южных, приподнятых крыльях этих поднятий первоначально не было выявлено каких-либо залежей и многие исследователи считали их бесперспективными.

Однако в последнее время на месторождении Дуванный-море на юго-западном крыле, в пределах тектонического поля XIII была выявлена тектонически экранированная залежь нефти в V горизонте продуктивной толщи, а по VII горизонту продуктивной толщи на юго-западном крыле была выявлена газонефтяная залежь в VII блоке (Дуванный-море).

Таким образом, при дальнейшем изучении особенности геологического строения юго-западных крыльев этой зоны возможно обнаружение новых залежей, связанных как с зонами дробления приосевых частей этих крыльев вдоль всей рассматриваемой зоны, так и с песчаными горизонтами—аналогами V, VII, VIII горизонтов по Карадагской разбивке, в тектонически экранированных ловушках, для чего необходимо продолжить ведение разведочного бурения для поисков таких залежей вдоль юго-западных крыльев складок акваториальной зоны Джейранкечмазской депрессии.

#### Литература

1. Салаев С. Г., Шихлинский А. Ш., Эфендиева С. Г., Кастрилин Н. С. Геологическое строение Котурдаг-Айрантекинской части и Алятской гряды в свете новых данных. — Изв. АН АзССР, 1978, № 2.
2. Салаев С. Г. и Кастрилин Н. С. Роль тектонических разрывов в формировании нефтегазовых залежей Кобыстана. — Баку: Элм, 1977.
3. Григорьянц Б. В. и Салаев С. Г. Структурные условия формирования зон нефтегазонакопления в мезозойских и кайнозойских отложениях ЮВ Кавказа. В сб.: Тектоника и нефтегазонаосность складчатых поясов. Фрунзе: Кыргызстан, 1984.

Р. Р. Бабајев

#### ЧЕЈРАНКЕЧМЭЗ ДЕПРЕССИЈАСЫНЫН ТЕКТОНИК ГЫРЫЛМАЛАРЛА ЭЛАГЭДАР ТЭЛЭЛЭРИНИН НЕФТ-ГАЗЛЫЛЫГ ПЕРСПЕКТИВЛИЈИ

Мәгаләдә Чейранкечмәз депрессиясында апарылмыш кеоложи-кеофизики тәдгигатлар вә ахтарыш-кәшфијат ишләри тәлһил едилр. Плиосен чөкүнтүләриндә тек-

тоник гырылмаларла элагәдар нефт вә газ јатаглары ахтарышы үчүн перспективли саһәләр ајрылыр. Мүмкүн нефт-газтопланма зоналары кими тектоник парчаланма зоналарына хүсуен фикир верилир, онларла элагәдар нефт вә газ јатагларынын олмасы мүмкүн һесаб едилир.

R. R. Babayev

#### OIL AND GAS CONTENT PROSPECTS WITHIN THE JEIRAN-KECHIMYAZ DEPRESSION TRAPS ASSOCIATED WITH TECTONIC FAULTS

The article deals with the results of geological and geophysical studies and exploration work within the Jeiran-Kechmyaz Depression. Special promising areas are suggested for oil and gas deposit exploration within the Pliocene strata associated with tectonic faults. Particular attention is given to the areas of tectonic crushing as the areas of potential oil and gas accumulation and the possibility of large oil and gas deposit occurrences within them are suggested.

АЗӘРБАЈЧАН ССР ЕЛМЛӘР АКАДЕМИЈАСЫНЫН ХӘБӘРЛӘРИ  
Јер елмләри серијасы, 1987, № 6

ИЗВЕСТИЯ АКАДЕМИИ НАУК АЗЕРБАЙДЖАНСКОЙ ССР  
Серия наук о Земле. 1987, № 6

#### КОЛЛЕКТОРЫ НЕФТИ И ГАЗА НА БОЛЬШИХ ГЛУБИНАХ

С 24 по 26 марта 1987 г. в Москве прошла IV Всесоюзная конференция по проблеме «Коллекторы нефти и газа на больших глубинах». Конференция была организована Московским институтом нефти и газа Министерства высшего и среднего специального образования СССР совместно с Междуведомственным литологическим комитетом Академии наук СССР. В ней приняли участие более 350 представителей различных министерств и ведомств, включая 130 иногородних участников из 8 союзных республик. Среди участников конференции — 38 докторов и 156 кандидатов наук.

Тезисы 132 заявленных докладов были опубликованы к началу конференции. На пленарных заседаниях было заслушано и обсуждено 16 докладов. Работало 4 секции: «Методика прогнозирования и прогноз коллекторов в конкретных районах», «Генезис коллекторов, факторы, определяющие сокращение первичных и формирование вторичных коллекторских свойств», «Характеристика глубоководных коллекторов», «Методы исследования коллекторов», на которых было заслушано и обсуждено 69 докладов. Кроме того, у стендов было сделано 16 докладов.

Азербайджанская наука была представлена докладами Института геологии и Института проблем глубинных нефтегазовых месторождений АН Азербайджанской ССР, АзНИПИнефти и ЮжВНИИгеофизики.

Было отмечено, что за прошедшие 4 года после III Всесоюзной конференции в научных и производственных организациях продолжалось расширенное, углубленное исследование пород-коллекторов и пород-экранов, залегающих на больших глубинах. В результате получены новые данные, позволяющие уточнить условия формирования и сохранения высокочемких коллекторов на больших глубинах, развития сложных типов коллекторов, связанных с трещиноватостью и кверзностью пород. Получены практические результаты, подтвердившие существование залежей УВ на больших глубинах и возможность сохранения пористо-проницаемых пластов, содержащих значительные запасы

УВ.

Обосновано теоретически и доказано разведкой существование промышленных коллекторов нефти и газа на глубинах до 7—9 км. Показано, что благоприятными для развития коллекторов на больших глубинах являются карбонатные толщи, претерпевшие в истории геологического развития неоднократное влияние гипергенных процессов.

В докладах совещания освещены теоретические вопросы прогнозирования коллекторских и экраняющих свойств пород в осадочных бассейнах; подчеркнута значение фациальных условий для развития высокочемких коллекторов порового типа и возможность сохранения их на больших глубинах; отражена роль трещиноватости и кверзности в создании низкочемких коллекторов, особенно при погружении толщ. Осуществлена дифференциация глубоководных бассейнов по особенностям распространения. Приведена детальная характеристика экспериментальных исследований пород-коллекторов и флюидопоров по конкретным месторождениям СССР.

Исследования показали сложность проблемы изучения коллекторов на больших глубинах, особенно из-за трудностей учета влияния пластовых условий на фильтрационно-емкостные параметры.

В принятом решении подчеркнута необходимость продолжить расширенное и углубленное изучение пород-коллекторов и пород-экранов на больших глубинах разных регионов страны. Обращено внимание на важность дальнейшего изучения и оценки экраняющих свойств пород различного вещественного состава, выработки критериев, характеризующих качество флюидопоров и обеспечивающих надежность сохранения залежей. Поставлена проблема изучения плотных низкочемких коллекторов. Решено также усилить литологические исследования по выявлению условий, способствующих формированию высокочемких коллекторов, разработать комплексную методику прогноза распространения коллекторов различных типов по конкретным регионам страны (Прикаспийской впа-

дине, Западной и Восточной Сибири, Гимано-Печорской провинции, Днепровско-Донецкой и Южно-Каспийской впадинам). Обращено особое внимание на важность разработки методов оценки трещиноватости и кавернозности, более широкое внедрение существующих методов в практику разведочных работ.

Подчеркнута необходимость усилить взаимодействие и координирование исследований геологов, литологов, полевых и промысловых геофизиков, с целью установления надежных многомерных связей сейсмических характеристик с петрофизическими свойствами и литологическими особенностями пород, необходимых для выделения коллекторов и экранов в разрезах, и прогнозирова-

ние распространения их по площади.

Предложено обратиться в Миннефтепром, Мингазпром, Мингео с просьбой ускорить решение вопросов по обеспечению лабораторий современными приборами, электронно-вычислительной техникой, с целью повышения эффективности проводимых исследований и стандартизации применяемых методов.

Решение отмеченных проблем намечено осуществить в рамках заданий общесоюзной научно-технической программы по изучению коллекторов нефти и газа на больших глубинах.

*Л. А. Буряковский,  
Р. Д. Джеванджир*

## УКАЗАТЕЛЬ

статей, опубликованных в журнале «Известия Академии наук Азербайджанской ССР, серия наук о Земле» за 1987 год

- Ахундова С. Б., Мамедзаде Р. Н., Взгляды М. В. Ломоносова на землетрясения и их причины, № 1, с. 3.
- Али-заде А. А., Али-заде К. А., Алиюлла Х. Палеотектонические и палеогеографические условия развития территории Азербайджана в позднем эоцене, № 1, с. 7.
- Алиев И. А. Генетические типы среднеюрских вулканитов лачинского и карабахского антиклинориев и условия их формирования (Малый Кавказ), № 1, с. 89.
- Азизова Ш. А., Нариманов А. А., Хейров М. В. Литологопетрофизические особенности пород среднего плиоцена Юго-Восточной части Апшеронского архипелага, № 1, с. 95.
- Алиев Ф. С., Алиева С. С. Инженерно-геологические особенности пород дна Яшма-море в связи с их литификацией, № 1, с. 107.
- Абасов М. Т., Оприц М. А., Оруджалиев Ф. Г., Виноградов М. К., Панин М. В. Термодинамический анализ глубокозалегающих газоконденсатных месторождений Азербайджана, № 2, с. 66.
- Алиев А. И., Листенгартен Л. Б., Акопян Р. А. Об определении предельно-рентабельной границы разработки морских нефтяных месторождений, № 2, с. 49.
- Аббасов М. Т., Дадашзаде Х. И., Оруджалиев Ф. Г. К исследованиям фильтрации летучей нефти, № 2, с. 3.
- Алиев А. С., Мирзоев Ф. А. Распределение турбулентного потока тепла в атмосфере, над Каспийским морем, № 3, с. 120.
- Алиев Г. А. Синоптические условия экстремально холодных и экстремально теплых маев в Азербайджанской ССР, № 3, с. 58.
- Ахвердиев А. Т., Аллахвердиев К. П. О ландшафтных особенностях Сомхето-Агдамской зоны, № 3, с. 39.
- Алиев Г. А., Аллахвердиев Г. Р. Особенности режима влажности почв Аридных редколесий аджиноурских низкогорий, № 3, с. 3.
- Алескеров Б. Д., Мамедов А. В., Свиточ А. А., Янина Т. А. Новые данные по стратиграфии Мишовдагского опорного разреза плейстоцена Азербайджана, № 4, с. 50.
- Аскеров Э. Г., Минчук М. А. Гидрогеологические условия подкормачинской свиты продуктивной толщи Апшеронского полуострова, № 4, с. 126.
- Алиев М. Б., Гасанова Т. Н., Гусейнов Ф. Д. Многоканальная аппаратура сейсмоакустических исследований скважин в процессе бурения, № 4, с. 133.
- Аллахвердиев Г. Р. Температурный режим коричневых почв аридных редколесий Аджиноурских низкогорий, № 5, с. 127.
- Алимханов Р. М. Сравнительная характеристика структур растительного покрова и природных комплексов территории Азербайджанской ССР, № 5, с. 80.
- Абдуллазаде А. А., Салманов А. А. Геофизические проблемы организации системы «Природа—Здоровье», № 5, с. 50.
- Ализаде Э. К. Структурно-геоморфологическое дешифрирование космических снимков Юго-Восточного Кавказа, № 5, с. 19.
- Азизов Х. Ф. Экспресс-анализ основных параметров термозаводнения, № 6, с. 9.
- Абасов М. Т., Джалилов К. Н., Джафаров Н. Д., Пашаева Т. Ш. О вытеснении нефти растворителем к системе скважин, № 6, с. 28.
- Азимов Э. Х. К учету изменения реальных свойств флюида и коллектора при стационарной фильтрации двухфазных смесей, № 6, с. 41.
- Абасов М. Т., Мехтиев Ш. Ф., Цатурян А. Б. О возможном механизме распределения нефтегазовых залежей по глубине, № 6, с. 98.
- Алиев Г. Р. Особенности структурно-литологического контроля размещения нефтегазовых залежей в антиклинальной зоне Сангачала-море—Дуванный-море—о-в Булла (Бакинский архипелаг), № 6, с. 117.
- Буряковский Л. А., Агамалиев Р. А., Дибиров Ш. М. Обоснование многомерных петрофизических связей для определения пористости и глинистости пород по данным промысловой геофизики, № 2, с. 118.
- Байрамов А. И. Опыт применения стереофотограмметрического метода при

дешифрировании и картировании состояния летних пастбищ Южного склона Муровдагского хребта, № 3, с. 114.

Будагов Б. А., Керимов Э. А. Кавказский отдел Русского географического общества и вопросы физической географии Азербайджана, № 3, с. 83.

Будагов Б. А., Керимов Э. А. Кавказский отдел Русского географического общества и вопросы экономической географии, этнографии и топонимики Азербайджана, № 3, с. 10.

Баширов О. М. О ретских и нижнеюрской флорах Закавказья, № 4, с. 72.

Байрамов А. А., Алиев Р. А. Роль литологического структурного и магматического факторов в локализации колчеданно-полиметаллических руд южного склона Большого Кавказа, № 4, с. 93.

Байрамов А. И. Опыт применения стереофотограмметрического метода при дешифрировании и картировании состояния летних пастбищ южного склона Муровдагского хребта, № 5, с. 133.

Бабаева В. И. Микроклиматические особенности города Нахичевани, № 5, с. 97.

Бандалиев Н. С. О происхождении некоторых топонимов Нагорного Ширвана, № 5, с. 76.

Будагов Б. А. Бурный водопад Казахтанской земли (к 150-летию со дня рождения Ч. Ч. Велиханова), № 5, с. 71.

Будагов Б. А., Алиев А. С. Геодинамическая модель Большого Кавказа, № 5, с. 3.

Бабаев Р. Р. Перспективы нефтегазоносности ловушек Джейранкечмазской депрессии, связанных с тектоническим разрывами, № 6, с. 126.

Буряковский Л. А., Джеваншир Р. Д. Коллекторы нефти и газа на больших глубинах, № 6, с. 133.

Велизаде С. Ф., Нагиев Н. Ф., Ширалиев А. Б., Эфендиева Э. Н. Сульфаты из Бюльюдюзского рудопроявления (Малый Кавказ), № 4, с. 112.

Григорьянц Б. В., Огаджанов В. А. К вопросу о природе гравитационных аномалий на суше и море, № 1, с. 111.

Гасанов А. Г., Рогожин Е. А., Мамедов Т. Я., Славина Л. Б. Тектонический контроль слабой сейсмичности восточной части Большого Кавказа, № 1, с. 20.

Гулиев И. С., Емец Т. Т. Об углеводородном потенциале продуктивной толщи Бакинского архипелага по данным пиролиза, № 1, с. 42.

Гаджиев Р. М., Кадиоров Ф. А., Кадыров А. Г., Кунстман В. В. Выявление скрытых периодичностей в современном вертикальном движении земной коры на профиле Улан-Хол—Баку—Астара, № 1, с. 57.

Гаджиев Б. А., Хасаев Р. М. Теоретические исследования нестационарного конвективного массообмена в многофазной среде с учетом химической реакции между фазами, № 2, с. 85.

Гадмалиев А. Н. Температурный режим коричневых почв можжевельников лесов северо-восточного склона Большого Кавказа (на примере бассейна Гильгильчай), № 3, с. 77.

Гейдаров А. С., Абудуллаев З. Б., Гусейнова С. Ф., Дубовая Н. П. Распределение щелочных и некоторых элементов группы железа в вулканических породах, вскрываемых сверхглубокой Саатлинской скважиной СГ-1 в интервале глубин 3540—8240 м, № 4, с. 103.

Гадмалиев А. Н. Некоторые особенности накопления органического вещества под различными лесными формациями северо-восточной части Большого Кавказа, № 5, с. 122.

Гасанов Ф. А. Водно-физические свойства горно-коричневых остепненных почв горного Талыша, № 5, с. 110.

Гадиев Ю. Д. О прогнозировании климатических величин сумм среднесуточных температур воздуха выше 5 и 10°, № 5, с. 91.

Гулиев И. С., Павленкова Н. И., Раджабов М. М. Зона регионального разуплотнения в осадочном бассейне Южно-Каспийской впадины, № 6, с. 111.

Дадашев А. М., Галант Ю. Б., Мамедова С. А. Газохимическая съемка по Гюмушлугском и Агдаринском полиметаллическом месторождениях, № 1, с. 71.

Джавадов М. А. О взаимосвязи размеров структурных поднятий с интенсивностью складчатости и нефтегазоносностью, № 1, с. 35.

Джалилов К. Н., Кулиева З. Б., Гаджиева Ф. И. О раздельной разработке многопластовых газовых месторождений, № 2, с. 42.

Джалилов К. Н., Мехманов Р. К. О движении реального газа к скважинам в глинизированных пластах, № 2, с. 8.

Джафарова Н. М., Расулов М. А., Фейзуллаев Х. А. Численное решение неустановившегося течения газа в кусочно-однородной пористой среде, № 2, с. 21.

Джафаров И. С., Зейналов Э. А. Комплексная интерпретация материалов ГИС для классификации пластов на месторождении Тортай, № 2, с. 113.

Джалалов Г. И. Приток упругой жидкости к скважине с заданным забойным давлением в трещиновато-пористом пласте, № 6, с. 36.

Джалалов Г. И., Джалилов К. Н., Кадыров Р. Н., Мустафеев Ф. М. Установившаяся нелинейная фильтрация жидкости в системе скважин в зонально-однородных пластах, № 6, с. 52.

Золотовицкая Т. А., Алиев Ч. С., Мирзазаде Ш. Р., Подоприторенко М. В. Естественная радиоактивность четвертичных образований Нижнекуринской впадины, № 4, с. 137.

Исмет А. Р., Джафаров С. А., Джафарова Р. С. Об источнике энергии извержения грязевых вулканов, № 1, с. 50.

Исмаилзаде А. Д., Вольфензон Е. Ф. Особенности распределения элементов группы железа в щелочно-базальтоидном комплексе Талыша, № 1, с. 14.

Ибрагимов Т. М., Джалалов Г. И., Таиров Н. Д., Саркисов А. А., Ибрагимов Ч. Ш. К методу определения параметров динамики адсорбции ПАВ в нелинейной области изотермы, № 2, с. 79.

Ибрагимов Т. М., Джалалов Г. И. Идентификация гидродинамических параметров трещиновато-пористых пластов при нестационарной фильтрации с использованием градиентных методов, № 2, с. 15.

Исмаилов Ф. И., Гаджизаде Ф. М. О связи оптических характеристик системы «Аэрозольный ярус — земная поверхность» в видимом диапазоне спектра, № 3, с. 96.

Исмаилзаде А. Т. Гравитационная устойчивость вертикально-неоднородного Масквелловского тела 1, № 4, с. 3.

Исмаилов Д. И., Юсифов Д. Е., Мустафеев Н. Т. Отрицательное влияние геолого-разведочных работ на окружающую среду и природоохранные мероприятия, № 4, с. 79.

Иманов А. А., Ахундов У. Х., Мовсумов И. А. Определение режимных параметров бурения на площади им. 28 Апреля, № 6, с. 69.

Иманов А. А., Мамедов В. С., Ахундов У. Х. Влияние всестороннего и порового давлений на механические характеристики глинистых пород, № 6, с. 78.

Кенгерли Т. Н., Велиев Г. О., Гаджиев Р. Г., Мусаев Н. И. Некоторые предвестники землетрясений на Юго-Восточном Кавказе, № 1, с. 28.

Керимов П. М. Влияние эксплуатации подземных вод на гидрогеологические условия Карабах-Мильской аллювиально-пролювиальной равнины, № 1, с. 102.

Кулиев А. М., Виноградов М. К., Оприц М. А. К вопросу о влиянии начального содержания жидких углеводородов (УВ) на процесс истощения газоконденсатных систем, № 2, с. 73.

Кастрюлин Н. С. Интенсивность внутриформационной миграции углеводородного газа в зонах грязевулканической деятельности (на примере Локбатана), № 4, с. 15.

Керимов Р. Б. О некоторых особенностях акцессорного пирита и пирротина в диабазах и риодацитах Кацдагского месторождения (Большой Кавказ), № 4, с. 98.

Керимов Г. Н. Вопросы изучения взаимозависимости индустриального развития и охраны природной среды в крупных промышленных районах, № 5, с. 60.

Калантаров А. И., Таиров Н. Д. К определению песчаности по разрезу продуктивных горизонтов, № 6, с. 23.

Кулиев А. Э. К вопросу растекания потока на поверхности забоя скважины, № 6, с. 74.

Кондрушкин Ю. М. Методологические принципы изучения сложных природных резервуаров нефти и газа с целью подсчета запасов и разработки, № 6, с. 83.

Кондрушкин Ю. М., Крутых Л. Г., Буряковский И. Л. О влиянии гранулометрического состава и глубины залегания на фильтрационно-емкостные свойства терригенных пород, № 6, с. 90.

Листенгартен Л. Б. Правилам разработки — научную основу учета специфики морских месторождений, № 2, с. 61.

Лунина В. Н., Мовсумзаде А. А. Аналитическое описание процесса

- вытеснения нефти водой при экспериментальных исследованиях на моделях пластов, № 2, с. 128.
- Лилиенберг Д. А., Ширинов Н. Ш. Проблемы конструктивной географии межгорных областей на болгаро-советском полевым симпозиуме по Средней Болгарии, № 5, с. 12.
- Мамедов А. Л. Электрические свойства пород ряда гранит-диорит при высоких температурах, № 1, с. 76.
- Мехмандаров К. М. Прогнозирование добычи нефти по некоторым месторождениям Азербайджана, № 2, с. 54.
- Марданов И. Э., Ализаде Э. К. Особенности морфоструктур между-речья Гирдыманчай и Козлунай на Юго-Восточном Кавказе, № 3, с. 107.
- Мирзоев А. Б. Исследование влияния вредных выбросов теплоэлектростанции на атмосферный воздух, № 3, с. 51.
- Мамедов А. В., Сулейманов М. Б., Алескеров Б. Д. Природно-климатические условия юго-восточной части Малого Кавказа в раннем хвалыне (по материалам пещерной стоянки Таглар), № 3, с. 18.
- Мустафаев Г. В., Исмет А. Р., Багирбекова О. Д., Мустафаев М. А. Изотопное датирование чанахичайского полифазного интрузива на Малом Кавказе, № 4, с. 11.
- Мамедов А. И., Ширинов Ф. М. Условия формирования палеогеновых гранитоидов центральной части Малого Кавказа (по результатам декретитационного анализа), № 4, с. 58.
- Мамедова С. Н., Джафарова Н. А., Алиева Г. А. Условия формирования избытка осадков в сентябре на территории Азербайджанской ССР, № 5, с. 85.
- Мамедов З. С. Современные особенности развития морского транспорта Каспийского региона, № 5, с. 55.
- Мамедализаде М. О. Об активности и стадии развития ландшафтов осыпных селевых очагов южного склона Большого Кавказа и их дешифрирование на АФС, № 5, с. 32.
- Микаилов А. А., Гарибов Я. А. Некоторые вопросы типизации горных ландшафтов Азербайджанской ССР по устойчивости антропогенных факторов, № 5, с. 26.
- Мамиев В. С. Математическое моделирование скважин при фильтрации двухфазных систем, № 6, с. 47.
- Мамедова Э. Т. Решение одной задачи оптимального управления процесса теплопереноса в нефтяном пласте, № 6, с. 57.
- Насруллаев И. А., Алмамедов Д. Г. Приток упругой жидкости к эксцентрично расположенной скважине с заданным забойным давлением в круговом упругом пласте, № 2, с. 36.
- Нариманов А. А. Литологофациальные субформации Южно-Каспийской впадины, № 6, с. 106.
- Пирнев Р. Х., Азизов Ш. К. Количественная характеристика формы ландшафтных контуров, № 3, с. 32.
- Рустамов М. И., Назирова Н. А. Структурно-оптические типы калиндровых полевых шпатов Лякеттагской группы гранитоидных интрузивов, № 1, с. 63.
- Рамазанов Т. К. Фильтрация жидкости к высокопроницаемому окну находящемуся в пласте с линейно-наследственными свойствами, № 2, с. 29.
- Рзаев С. М. К экологическому исследованию ойконимии Ширванской равнины, № 3, с. 101.
- Рустамов М. И., Бабаев Б. С. Установление полифазности в формировании нахичеванских «лакколитов», № 4, с. 44.
- Сейд-Рза М. К., Матвеев Л. М., Сулейманов З. М. Механизм селективной изометрии водокосных пластов при гидродинамическом возмущении продуктивного горизонта, № 2, с. 100.
- Салахов А. С., Салаева Ф. О. Корреляция разреза Саатлинской сверхглубокой скважины с разрезами разведочных скважин соседних площадей, № 4, с. 37.
- Сулейманов Д. М., Керимов П. М. Макро- и микроэлементы в пресных подземных водах карабахской равнины, № 4, с. 121.
- Самедов Р. Б. Природные предпосылки развития и размещения сельскохозяйственного производства Приараксинской зоны Азербайджанской ССР, № 5, с. 65.
- Таиров Н. Д., Калантаров А. И., Абдуллаев Г. А. Влияние температуры и глинизации поверхности зерен пород на капиллярное поднятие воды, № 2, с. 91.
- Таиров Н. Д., Керимова Ф. Г., Барякина М. А., Мехтиев Ф. Д. Изучение капиллярного вытеснения из щели углеводородных жидкостей омагниченной водой, № 2, с. 95.
- Таирвердиев Х. К., Сафаров А. С. Развитие рельефа Куринской впадины до новейшего этапа, № 3, с. 26.
- Тахиров А. Ю. Некоторые особенности коричневых горнолесных типичных почв Лачнозского хребта, № 5, с. 116.
- Таирвердиев Х. К., Сафаров А. С. Палеогеоморфологическая обстановка Куринской впадины до плиоцена, № 5, с. 38.
- Таиров Н. Д., Мусаев Э. Г., Халилов Э. Г., Джабраилова Т. К., Абдуллаев М. И. О возможности применения щелочно-силикатных растворов для снижения притока вод в эксплуатационные скважины, № 6, с. 3.
- Таиров Н. Д., Везиров А. А., Мовсумзаде А. А., Мамедов М. М., Джалилов З. И. Влияние некоторых факторов на эффективность вытеснения нефти из неоднородных пластов оторочкой раствора полимера, № 6, с. 19.
- Умудова Р. И. К решению проблемы трубообеспечения г. Баку, № 3, с. 64.
- Утургури Л. Г. Поля турбулентных потоков тепла над Каспийским морем, № 5, с. 103.
- Халилов И. Б. Загрязнение окружающей среды выбросами промышленности, № 3, с. 91.
- Хейров М. Б., Сендов А. Г. Особенности глинистых покрышек и гранулярных коллекторов на больших глубинах, № 4, с. 64.
- Халафов А. А., Исмаилизаде Т. А. Палеомагнитные исследования вулканогенно-осадочных пород верхнего мела по разрезу р. Гянджачай, № 4, с. 87.
- Шихлинский С. А. Анализ распространения нижнепалеогеновых фораминифер араксинской зоны Малого Кавказа (Нахичеванская АССР), № 1, с. 83.
- Шабанов С. Ф., Мусаев Р. А. Влияние температуры и гидрохимии на поверхностное натяжение пластовых флюидов Балаханы—Сабунчи—Рамачинского месторождения в условиях заводнения, № 2, с. 107.
- Шихалибейли Э. Ш., Азадалиев Дж. А., Аллахвердиев Г. И. К проблеме о контактово-термальных изменениях и интрузивной природе альпийотипных гипербазитов Малого Кавказа, № 4, с. 23.
- Шахазбеков З. К., Григорьян Н. А. Механизм стабилизации азимута скважины при применении центриатора, № 6, с. 63.
- Эюбов Н. Г. Основные факторы и признаки урбанизации Азербайджана, № 3, с. 70.
- Эюбов А. Д., Гаджиев Г. Ю. Биометеорологическая оценка воздушной среды при Хазри и Гилявар на Апшеронском полуострове, № 3, с. 44.
- Эюбов Н. Г., Бахтиярова Р. Н. К вопросу совершенствования расселения Азербайджанской ССР, № 5, с. 44.
- XXXIII научная сессия Всесоюзного палеонтологического общества, № 4, с. 144.

#### Хроника

- Буряковский Л. А., Аллахвердиева Л. И. Вопросы теории и практики изучения и прогнозирования аномальных давлений поровой жидкости для решения задач поисков, разведки, бурения и разработки месторождений нефти и газа, № 2, с. 135.
- Буряковский Л. А., Джеваншир Р. Д. II Всесоюзная конференция «Системный подход в геологии (теоретические и прикладные аспекты)», № 2, с. 133.
- О работе XXXII сессии Всесоюзного палеонтологического общества (г. Таллин — 1986 г.), № 1, с. 134.
- «Петролгеохим-85» и проблема охраны окружающей среды, № 1, с. 132.
- Советско-немецкий симпозиум геологов, № 1, с. 120.
- Краткое научное сообщение
- Агамирзоев Р. А., Алиева С. Г., Панахи Б. М. Сейсмическое микрозонирование территории строительства плотины и водохранилища на р. Таузчай, № 1, с. 129.
- Ибрагимов Г. М. К вопросу рационального использования полезных ископаемых Нахичеванской АССР, № 1, с. 125.
- Сендов А. Г., Гамидов Э. М. Геологическое строение Кабуллинского месторождения глин Нахичеванской АССР, № 1, с. 120.

#### Люди науки

- К 75-летию Ашрафа Абдуловича Али-заде, № 1, с. 139.

Н. Ч. Таһиров, Р. Ә. Мусаев, Е. И. Хәлилов, Т. К. Чәбрајылова, М. И. Абдуллаев. Гәләви силикат мәһлулуни тәтбиги илә нефт гујуларында сулашмаја гаршы мұбаризә	3
Х. Ф. Әзизов. Лаја исти агент вурманын әсас параметрләринин экспресс-анализи	9
Н. Ч. Таһиров, Ч. Ш. Вәзиров, Ә. А. Мөвсүмзадә, М. М. Мәммедов, З. И. Чәлилов. Гејри-бирчинсли лајлардан алынган полимер мәһлулу аралыг гаты илә нефтин мәһсулар сыхышдырылмасына бәзи амилләрин тәсири	19
А. И. Кәләнтәров, Н. Ч. Таһиров. Мәһсулар гатда кәсилиш үзрә гумлуғун тәјин олунмасы	23
М. Т. Абасов, Г. Н. Чәлилов, Н. Ч. Чәфәров, Т. Ш. Пашајева. Нефтин һәлледичи илә гујулар системинә сыхышдырылмасы	28
Г. И. Чалалов. Чатлы-мәсамәли лајда еластик мајенин гујудибн тәзјиги верилән һалда гујуја ахынн	36
Е. Х. Әзимов. Ики фазалы гәрарлашмыш ахында коллекторун вә маје-газ гарышығынын һәгиги хәссәләринин нәзәрә алынмасы	41
В. С. Мәмијев. Икифазалы системләрин сүзүлмәси заманы гујуларын ријазн моделләшдирилмәси	47
Г. И. Чалалов, Г. Н. Чәлилов, Р. Н. Гәдилов, Ф. М. Мустафајев. Зоналар үзрә бирчинсн лајларда мајенин гујулар системинә гәрарлашмыш гејри хәтти сүзүлмәси	52
Е. Т. Мәммедова. Нефт лајында истилик мұбадиләси просессинә аид бир идарәтмә мәсәләсинин һәлли	52
З. К. Шаһбазбәјов, Н. А. Григорјан. Мәркәзләјичинин тәтбиги заманы гују азимутунун тәнзимләнмә механизми	63
А. А. Иманов, У. Х. Ахундов, И. А. Мөвсүмов. 28 Апрель сәһәсиндә газма режими параметрләринин тәјини	69
А. Е. Гулијев. Радиал маје ахынн һүндүрлүјүнүн тәјини	74
А. А. Иманов, В. С. Мәммедов, У. Х. Ахундов. Лај вә дағ тәзјигинин килли сүхурларын механики хәссәләринә тәсири	78
Ј. М. Кондрушкин. Нефт вә газ еһтијатларынын һесапланмасы вә ишләнмәси мөгсәди илә мурәккәб тәбни резервуарларын өјрәнилмәсинин методоложи принципләри	83
Ј. М. Кондрушкин, Л. Г. Крутых, И. Л. Бурјаковскаја. Террикен сүхурларын филтрасија тутум хүсусијјәтинә гранулометрик тәркибин вә јатма дәринлијинин тәсири һаггында	90
М. Т. Абасов, Ш. Ф. Мехдијев, А. Б. Сатурјанс. Нефт-газ јатағларынын дәринлијә әсасән пәјланмасынын механизми һаггында	98
А. Ә. Нәриманов. Чәнуби Хәзәр чөкәклијинин литолови-фасиал субформасијасы	106
И. С. Гулијев, И. И. Павленкова, М. М. Рәчәбов. Чәнуби Хәзәр чөкәклијинин чөкмә өртүјүндә сүхурларын регионал бошалмасы зонасы	111
Г. Р. Әлијев. Сәнкәчал-Дәниз-Дуваннн-Дәниз-Булла адасы антиклинал зонасында нефт-газ јатағларынын пәјланмасынын структур-литоложи контроллуғ хүсусијјәтләри	117
Р. Р. Бабајев. Чәјранкечмәз депрессијасынын тектоник гырылмаларла әлағәдар тәләләринин нефтгазлылыг перспективлији	126
Л. А. Бурјаковскиј, Р. Д. Чаваншир. Бөјүк дәринликләрдә нефт вә газ коллекторлары	133
Мәгаләләр көстәрчиси	135

Н. Д. Таиров, Р. А. Мусаев, Ә. Г. Халилов, Т. К. Джабраилова, М. И. Абдуллаев. О возможности применения щелочно-силикатных растворов для снижения притока вод в эксплуатационные скважины	3
Х. Ф. Азизов. Экспресс-анализ основных параметров термоводнения	9
Н. Д. Таиров, Д. Ш. Везиров, А. А. Мовсум-заде, М. М. Мамедов, З. И. Джалилов. Влияние некоторых факторов на эффективность вытеснения нефти из неоднородных пластов оторочкой раствора полимера	19
А. И. Калантаров, Н. Д. Таиров. К определению песчанности по разрезу продуктивных горизонтов	23
М. Т. Абасов, К. Н. Джалилов, Н. Д. Джафаров, Т. Ш. Пашаева. О вытеснении нефти растворителем к системе скважин	28
Г. И. Джалалов. Приток упругой жидкости к скважине с заданным забойным давлением в трещиновато-пористом пласте	36
Ә. Х. Азимов. К учету изменения реальных свойств флюида и коллектора при стационарной фильтрации двухфазных смесей	41
В. С. Мамиев. Математическое моделирование скважин при фильтрации двухфазных систем	47
Г. И. Джалалов, К. Н. Джалилов, Р. Н. Кадыров, Ф. М. Мустафаев. Установившаяся нелинейная фильтрация жидкости к системе скважин в зонально-однородных пластах	52
Ә. Т. Мамедова. Решение одной задачи оптимального управления процесса теплопереноса в нефтяном пласте	57
З. К. Шахбазбеков, Н. А. Григорян. Механизм стабилизации азимута скважины при применении центратора	63
А. А. Иманов, У. Х. Ахундов, И. А. Мовсумов. Определение режимных параметров бурения на площади им. 28 апреля	69
А. Ә. Кулиев. К вопросу растекания потока на поверхности забоя скважины	74
А. А. Иманов, В. С. Мамедов, У. Х. Ахундов. Влияние всестороннего и порового давлений на механические характеристики глинистых пород	78
Ю. М. Кондрушкин. Методологические принципы изучения сложных природных резервуаров нефти и газа с целью подсчета запасов и разработки	83
Ю. М. Кондрушкин, Л. Г. Крутых, И. Л. Буряковская. О влиянии гранулометрического состава и глубины залегания на фильтрационно-емкостные свойства терригенных пород	90
М. Т. Абасов, Ш. Ф. Мехтиев, А. Б. Сатурянц. О возможном механизме распределения нефтегазовых залежей по глубине	98
А. А. Нариманов. Литологофациальные субформации Южно-Каспийской впадины	106
И. С. Гулиев, И. И. Павленкова, М. М. Раджабов. Зона регионального разуплотнения в осадочном бассейне Южно-Каспийской впадины	111
Г. Р. Алиев. Особенности структурно-литологического контроля размещения нефтегазовых залежей в антиклинальной зоне Сангачалы-море—Дуванный-море—о-в Булла (Бакинский архипелаг)	117
Р. Р. Бабаев. Перспективы нефтегазоносности ловушек Джейранкечмазской депрессии, связанных с тектоническими разрывами	126
Л. А. Буряковский, Р. Д. Джаваншир. Коллекторы нефти и газа на больших глубинах	133
Указатель статей	135